



La revista de los
Ingenieros de Caminos,
Canales y Puertos

3548 NOVIEMBRE 2013

REVISTA DE
OBRAS PÚBLICAS

ROP

La energía desde 1978: curso arduo,
obligado empeño
César Lanza

La regulación del sector eléctrico en
España: realidad y futuro
José Ignacio Pérez Arriaga

Monográfico sobre energía y cambio de paradigma





Editorial

La energía es el principio y el fin de todas las cosas. En el corazón de las estrellas se crean los elementos que pueblan el universo. Las estrellas posibilitan la vida... a cierta distancia. La forma, la disponibilidad y la eficiencia de la energía, en cada lugar y momento histórico, han definido civilizaciones y hegemonías. El mundo transita hacia un cambio de paradigma energético mientras no está claro si España podrá salir a tiempo de su laberinto.

César Lanza ha acercado hasta nosotros a dieciséis profesionales, contándole a él, capaces de plantear el contexto de los cambios que vienen, más allá de las reacciones exotérmicas, aportando todas las caras del poliedro, que debe ser toda aproximación a un fenómeno dinámico y de geometría extraordinaria, como es el caso. Son doce artículos suficientes para entender de dónde venimos y a dónde podemos ir. O no.

El entorno de la energía, como todos los del poder real, es tradicionalmente muy discreto, por lo que hay que agradecer las sustantivas aportaciones que los autores han querido hacer desde este número. Gracias.

Aprovecho este editorial para despedirme de ustedes, lectores, pues abandono la responsabilidad de los monográficos de la ROP, para incorporarme a la Junta de Gobierno del Colegio, desde donde pienso seguir colaborando en la política de comunicación de los ingenieros de Caminos.

Ya saben dónde me tienen.

Ramiro Aurín
Coordinador de números monográficos

SUMARIO

EDITORIAL

PANORÁMICA GENERAL

- 7 **La energía desde 1978: curso arduo, obligado empeño**
César Lanza
-

CIENCIA Y ESENCIA DE LA ENERGÍA

- 23 **Energía y cambio del paradigma energético**
Cayetano López Martínez
-
- 29 **Energía solar fotovoltaica**
Fernando Briones Fernández-Pola
-

FUENTES Y VECTORES

- 35 **El papel de la hidroelectricidad en el contexto de las energías renovables en España**
José Román Wilhelmi Ayza
-
- 43 **Energías renovables en España**
De la euforia al desencanto
Francisco J. Gil García
-
- 53 **El futuro de los hidrocarburos**
José Luis Díaz Fernández

La revista decana de la prensa española no diaria

Director

Antonio Papell

Coordinador de números monográficos

Ramiro Aurín

Redactores Jefe

Paula Muñoz (reportajes)
Raquel Cubero (información)
Juan A. Sánchez (noticias)

Fotografía

Juan Carlos Gárgoles

Publicidad

MM Mass Media
Hermosilla 64 6ºB
T. 91 432 08 39

Imprime

Gráficas 82

Depósito legal

M-156-1958

ISSN

0034-8619

ISSN electrónico

1695-4408

ROP en internet

<http://ropdigital.ciccp.es>

Suscripciones

<http://ropdigital.ciccp.es/suscripcion.php>
suscripcionesrop@ciccp.es
T. 91 308 19 88

Edita

Colegio de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos
Calle Almagro 42
28010 - Madrid

www.ciccp.es



PROCESOS Y USOS

- 59 **Las redes inteligentes en el futuro del sistema eléctrico**
Miguel Ángel Sánchez Fornié y Jesús García de la Llana
-
- 71 **Nuevas actividades y negocios en el sistema eléctrico: la generación distribuida**
Enrique Fernández Mato y Juan Avellaner
-

GOBERNANZA Y REGULACIÓN

- 81 **La regulación del sector eléctrico en España: realidad y futuro**
José Ignacio Pérez Arriaga
-
- 85 **Una apuesta por la energía del futuro**
Miguel Antoñanzas Alvear
-
- 91 **La regulación de la generación hidráulica y nuclear: ¿una advertencia para el futuro?**
Juan José Alba, Eduardo Moreda y Julián Barquín
-
- 99 **La política energética desde la perspectiva europea**
Alfonso González Finat
-

Consejo de Administración

Presidente

Miguel Aguiló Alonso

Vocales

Juan A. Santamera Sánchez
José Manuel Loureda Mantiñán
José Javier Díez Roncero
Juan Guillamón Álvarez
Luis Berga Casafont
Roque Gistau Gistau
Benjamín Suárez Arroyo
José Antonio Revilla Cortezón
Francisco Martín Carrasco

Comité Editorial

Pepa Cassinello Plaza
Vicente Esteban Chapapriá
Roque Gistau Gistau
Conchita Lucas Serrano
Antonio Serrano Rodríguez

Foto de portada

Project Name
Pylons of the future |
Dancing with Nature

Designed by
HDA | Hugh Dutton Associés
www.hdaparis.com



Si todos hacemos un esfuerzo, salimos.

No es ningún secreto la dificultad que nos ocasiona la situación económica actual, pero EADIC te lo pone aún más fácil que nunca aplicando a sus cursos técnicos el pago aplazado. Ahora ya no tienes excusa.



¡Solicita más información!

info@eadic.com

www.eadic.com

☎ 91 393 03 19

¿Necesitas más motivos?

Desde el estreno de la nueva web de EADIC, hemos puesto en marcha una comunidad que no te va a dejar indiferente.

Tanto si quieres mantenerte completamente actualizado de lo que pasa en tu sector, como si quieres disfrutar de contenido gratuito como minicursos, webinars, monografías, presentaciones o vídeos, o quieres destacar aportando tus propios contenidos, no tienes más que formar parte de **"LA COMUNIDAD"** y disfrutar de ventajas tan atractivas como:

- Mantenerte completamente actualizado de lo que pasa en tu sector con nuestro blog.
- Disfrutar de contenido exclusivo gratuito como mini-cursos, webinars, monografías, presentaciones e infografías y los vídeos más impactantes.
- Compartir tu propio contenido adquiriendo la relevancia que mereces colaborando con nuestra comunidad.
- Disfrutar de ventajas y descuentos exclusivos en toda nuestra formación.

¿Y si todo lo que necesitas, se encontrase en un sólo lugar?

Programas Superiores Online

La energía desde 1978: curso arduo, obligado empeño



César Lanza

Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos
 Computer Science MSc.
 PADE-IESE Business School
 Miembro de la Power and Energy Society
 del IEEE y de la International Association for
 Energy Economics
 Director de Tecnova Ingeniería y Sistemas

Resumen

La panorámica de los dos sectores principales que componen el mundo de los negocios energéticos (electricidad e hidrocarburos) ha cambiado de manera muy notable en España en estas últimas décadas, coincidiendo con la etapa democrática de nuestra historia reciente. En lo que se refiere a la electricidad, aparte de las diferencias evidentes en la flota de generación y el equipamiento físico del resto de las actividades, como consecuencia de su crecimiento y modernización tecnológica, los cambios más importantes son los que se están produciendo de manera casi continuada en el plano de la regulación. En cuanto al sector gasista, prácticamente irrelevante a efectos macroeconómicos hace treinta y cinco años, su desarrollo ha sido espectacular hasta la fecha, si bien la situación actual presenta rasgos de incertidumbre. Este artículo de carácter preambular introduce el número monográfico sobre 'Energía y cambio de paradigma' de la Revista de Obras Públicas, sin que su autor sepa a ciencia cierta cuál es el paradigma que se encuentra hoy en entredicho. ¿Es el de la *utility* tradicional como forma empresarial y modelo de negocio predominante en el mundo de la energía? ¿O es acaso el dogma de la garantía de recuperación de las inversiones por parte de las empresas como contrapartida regulatoria? ¿Será, ojalá no, el de la excelencia de los sectores energéticos en la provisión de bienes y servicios a un coste razonable para el consumidor? Lo cierto es que la naturaleza y el sentido del cambio por venir no son fácilmente deducibles y menos aún adivinables desde el simple presente, pues la evolución de la energía se inscribe en el contexto de una historia que nunca ha sido plácida ni lineal. En este artículo encontrará el lector una serie de comentarios y opiniones sobre ciertos hechos de interés acontecidos en los sectores eléctrico y del gas a partir del año 1978, de los cuales se ha procurado extraer alguna conclusión útil para el futuro, aún sabiendo de antemano lo arriesgado de tal intención.

Palabras clave

Política energética, mercados de la energía, electricidad, gas natural

Abstract

The panorama of the two main sectors of the energy business (electricity and oil) has changed dramatically in Spain over the recent decades following our transition to democracy. In terms of electricity, notwithstanding the evident differences with respect to generation and physical equipment from that of the other activities, and as a result of growth and technological modernization, the most important changes may be found in the almost continuous modifications to electricity regulation. The gas sector, which was practically irrelevant in macroeconomic terms just thirty-five years ago, has witnessed a spectacular development to date, though the current situation is not altogether certain. This article aims to serve as a preface to this monographic edition of the Revista de Obras Públicas on "Energy and paradigm shift", though the author is not fully aware of the exact paradigm that is currently being questioned. Is it that of the traditional utility as the predominant business and company model in the energy world? Or might this refer to the principle of guaranteed recovery of company investment by way of return for changes in regulations? And while extremely unlikely, might this instead refer to the excellence of the energy sector in the supply of goods and services at a reasonable cost to the consumer? It is no easy task to predict the nature and direction of any future change and this task is made more difficult by the particularly haphazard and turbulent development of energy throughout history. In this article the reader will find a number of comments and opinions on certain milestones in the electricity and gas sectors since 1978 and from which an attempt has been made to draw conclusions for the future, even in the awareness that this is pure speculation..

Keywords

Energy policy, energy markets, electricity, natural gas

“Ha de tenerse en cuenta que esta evolución del capitalismo a la iniciativa privada que hoy defendemos, lleva implícita una contención y un límite a su propia expansión en la autoridad vigilante del Estado, para impedir que unos pocos, con fines particulares, pudieran actuar abusivamente en detrimento del bien común de la sociedad”

José María de Oriol y Urquijo, Marqués de Casa Oriol. Discurso de ingreso en la Real Academia de Ciencias Morales y Políticas.

Sesión del 6 de junio de 1961.

Se ha elegido el título de este artículo, preámbulo del número monográfico de la Revista de Obras Públicas sobre ‘Energía y cambio de paradigma’, para tratar de poner de relieve cómo una trama de densa complejidad, con muy diversas facetas y frentes encontrados, ha ido adquiriendo carta de naturaleza en el funcionamiento del conjunto de industrias que conforman el mundo de la energía. Los sectores de la electricidad y de los hidrocarburos son indisociables del modelo de desarrollo económico y bienestar que caracteriza a nuestra civilización, como bien es sabido; de ahí su enorme importancia. El mundo de la energía es un conglomerado de actividades de investigación, producción, comercio y consumo que implican nada menos que el conjunto de todas sus fuentes, procesos y vectores. Por esa razón se ha tratado de configurar este monográfico sobre la energía atendiendo a distintas perspectivas que, dentro de una variedad aún más amplia de temas apasionantes, permiten dar una idea de la dinámica a que se encuentra sujeto ese bien primordial y de interés público. Así, el lector encontrará en este número de la revista artículos informativos y de opinión sobre cuestiones seleccionadas bien por su actualidad o significación cara al futuro. Ello incluye aspectos relacionados con el desarrollo tecnológico (ciencia y esencia de la energía), la forma física de los recursos (fuentes y vectores), la manera en que la energía se produce y se utiliza (procesos y usos) y finalmente, la forma en que la sociedad organiza los asuntos energéticos en los planos político y económico (gobernanza y regulación). Para ello se ha solicitado la colaboración de expertos de relevancia en cada ámbito, situados en posiciones diferentes dentro del mundo de la energía, a quienes desde estas líneas se agradece mucho su amable disposición.

La importancia de los asuntos energéticos rebasa ampliamente el ámbito de lo técnico, incluso de lo económico, para situarse con notoriedad en el centro de la política. Tratar acerca de la política energética es hacerlo de mercados y regulación, de asuntos domésticos y relaciones internacionales, de prosperidad y conflicto¹. El período de tiempo a que se refiere este artículo coincide con la vida profesional activa de quien lo escribe, egresado de la Escuela de Caminos de Madrid en junio de 1978



dentro de la especialidad entonces denominada ‘Hidráulica y Energética’. La historia de la energía en los 35 años transcurridos desde entonces, coincidiendo en el tiempo con la actual etapa democrática y el inicio en España de la política energética en un sentido propiamente moderno y homologable (PEN-1978), es apasionante e imposible de sintetizar en unas pocas páginas y datos de referencia². Los avatares del suceder energético han sido tantos, tan variados y de tales enjundia y calado que casi ni se pueden reseñar, no digamos interpretar o adornar con una explicación factible, en un artículo de revista. La intención no es por tanto emprender aquí una exposición cronológica, ni por supuesto pormenorizada o explicativa, acerca de estos asuntos. Se ha tratado simplemente de aportar alguna opinión sobre ciertos hechos concretos, relevantes a los ojos del autor, que afectan principalmente a los sectores eléctrico y gasista.

La política energética en España

Las palabras que encabezan este artículo, fruto del pensamiento de uno de los prohombres eléctricos de mayor impronta en la historia de nuestro país, José María de Oriol, contienen las claves de lo que suele ser la política económica en el mundo occidental: capitalismo, iniciativa privada, autoridad del Estado, fines particulares, bien común. Armonizar en el caso de la energía los intereses y el contenido concreto que hay detrás de estos términos supone un logro difícil. Desde luego es mucho más complicado que perseguir la optimización en el ámbito concreto que corresponde a cualquiera de ellos en singular, de ahí que sea preciso abordar el problema con amplitud de miras



y desde la perspectiva del interés general. Se dice que hacer posible ese complicado equilibrio dinámico de intereses entre oferta y demanda, junto con la satisfacción de los requisitos nacionales de seguridad de aprovisionamiento, competitividad de la economía productiva y respeto ambiental y climático, constituye precisamente el fin de la política energética en cualquier país con economía de mercado.

La política energética no deja de ser en ese sentido un arte y ya advertía Pedro Meroño, primer presidente de la Comisión Nacional de la Energía, que en ella se dan artistas buenos y malos. La historia de nuestro país (y seguramente de cualquier otro) bien pone de manifiesto lo atinado de esa apreciación suya. Naciones más grandes que la nuestra y con una tradición más larga y científica en ese sentido tampoco resultan inmunes a los problemas endémicos que afectan a la política energética. John M. Deutch, profesor de MIT, antiguo subsecretario de Energía del Gobierno de los EE. UU. y exdirector de Investigación en Energía de la Administración norteamericana, se preguntaba recientemente sobre el origen del problema en el siguiente tono:

“Despite recurrent energy crises and multiple calls for action, the United States fails to adopt consistent domestic energy policies and lags in taking a leadership role in international energy issue. Why this failure? What are the limitations in the way the U.S. government works that inhibit progress? What could the government do to work better”³.

En España la acción política del Gobierno, junto con otras instituciones públicas relevantes en la materia, ha sido en general dialogada con los principales actores industriales y financieros de los sectores de la energía. La política energética española presenta desde el año 1978 varios escenarios diferentes, que de alguna manera reflejan la evolución de los principios, valores y objetivos que han movido a unos y otros a definir un modelo de referencia necesario para la toma de decisiones de considerable responsabilidad económica y trascendencia social. Se puede hablar de tres etapas diferentes aunque no homogéneas, pues dentro de cada una de ellas se han producido algunas agitaciones no desdeñables. La primera correspondería a la transición desde los Planes de Desarrollo del anterior régimen político a la nueva situación socioeconómica del país que alumbró el cambio de modelo enmarcado en nuestra Constitución, lo cual puede situarse entre el año anteriormente referenciado de 1978 y el ingreso de España como miembro de la Comunidad Europea en 1986. La segunda de ellas iría desde ese momento hasta que se establecieron casi una década más tarde las bases de una política energética concertada entre los Estados Miembros de la Comunidad, lo cual sucedió en 1995 con la publicación por parte de la Comisión del Libro Blanco titulado ‘Una política energética de la Unión’⁴. La última fase sería la que se desarrolla a partir de entonces y viene caracterizada por la puesta en práctica del mandato de los legisladores sobre dos cuestiones de gran calado: la reforma estructural de los mercados de energía y la descarbonización progresiva de la producción y el consumo energéticos. Esta subdivisión en el tiempo, discrecional como podría ser cualquier otra, atiende a unos criterios muy generales pero revela algo tan importante como es la dependencia creciente de la política energética española en relación con la de la Unión Europea. De hecho este ha sido el factor posiblemente de mayor peso, desde el punto de vista de los afanes y condicionantes de la acción pública en la materia, a escala nacional en los últimos años.

La integración económica de España en Europa se intensificó en términos regulatorios a partir del año 1992 (Tratado de Maastricht que refundó la Comunidad en términos de Unión Europea), al tiempo que se daba un impulso político considerable hacia la cohesión económica y monetaria de los países miembros. Si bien ello no ha tenido como consecuencia una política energética común al estilo de la agrícola, el Libro Blanco de 1995 y las subsecuentes Directivas sobre reglas comunes de los mercados de electricidad (1996) e hidrocarburos (1998) son hitos que señalaron la innegable voluntad de los legisladores hacia un cambio de modelo basado en los principios de la apertura a la competencia de determinadas actividades (‘liberalización’)

y el fomento de la sostenibilidad energética ('renovables'). En España ello dio lugar, como es sabido, a las leyes 54/1997 del Sector Eléctrico y 34/1998 del Sector de Hidrocarburos que separan nítidamente etapas en la historia de nuestra política energética a lo largo de estas tres últimas décadas y media. La reforma estructural de los mercados de electricidad y gas, junto con la eclosión de las energías renovables (en concreto las instalaciones basadas en fuentes y tecnologías amparadas por el Régimen Especial) y sus efectos sobre los sistemas eléctrico y gasista, son sin duda alguna los hechos más notables del pasado inmediato que también se viven en el presente. El lector podrá comprobar que acerca de todo ello se trata con autoridad en varios artículos de este monográfico, por tanto no cabe hacer aquí más que una simple mención.

Una cuestión interesante sobre la política energética española, sin entrar en detalles por razones obvias, es tratar de ver cómo han variado de un período a otro algunos de los principios en que se fundamenta aquella. Entre ellos y dentro del concepto general de 'regulación', los de 'intervención pública' y 'modelo de provisión de bienes y servicios' en los sectores de electricidad y gas, que resultan especialmente ilustrativos de los cambios que se han experimentado en estos años. Por una parte se trata de las formas cambiantes que ha ido tomando la acción político-administrativa en materia de energía desde los albores de la etapa democrática hasta el presente. En cuanto al cambio del modelo de provisión, este se refiere al tránsito, aún imperfecto e incompleto pero con un sentido nominal claro al fin y al cabo, desde el régimen del monopolio 'natural' de tiempos anteriores a diversas formas de mercado más o menos en competencia. Sobre estos temas existen excelentes tratados tanto de carácter general⁵ como relativos al caso particular de España⁶, de publicación reciente y cuya consulta se recomienda vivamente a quienes puedan estar interesados.

La intervención del Estado en los sectores económicos es algo tan antiguo como la propia organización industrial de la producción de bienes y servicios. Se manifiesta con mayor intensidad en los denominados sectores estratégicos, entre los cuales los de la energía destacan por razones evidentes. El grado de intervención administrativa es reflejo del modelo político y en el Estado de Derecho tiende a efectuarse a través del marco legal mediante técnicas e instrumentos regulatorios. La intervención puede ser tan intensa como una reserva de la propia actividad a favor del Estado, que así se convierte en proveedor directo, o bien dejando esas funciones a la iniciativa privada bajo una cierta supervisión de los poderes públicos. Las reglas del juego, en cualquier caso, se establecen desde el poder político.



En España, los dos sectores energéticos a que se refiere este artículo poseen orígenes distintos y una historia propia sobre la forma específica de intervención pública, actualmente en proceso de convergencia hacia un modelo basado en el mercado único de la energía que postula la Unión Europea para el año 2014⁷. La arquitectura del mercado interno de la energía en Europa se encuentra ya definida en el denominado 'tercer paquete' de Directivas y regulaciones, aunque bien se sabe que un escenario como el que se pretende exige, aparte de legislación, actos físicos relevantes. Adicionalmente requiere persistencia en el empeño y consistencia de los nuevos modelos de negocio en materia de energías renovables y redes, algo que empieza a verse como potencialmente problemático⁸.

El sector eléctrico ha ido evolucionando en España durante los años a que se refiere este artículo desde el ejercicio de una considerable dosis de autorregulación, consensuada a través de UNESA y lógicamente aprobada por el Ministerio de Industria, pasando por diversos episodios que son de todos conocidos: Planes Energéticos de 1978, 1983 y 1991, Marco Legal Estable, etc. A partir de la Ley 54/1997 y las sucesivas Directivas europeas, el sector se encamina hacia un modelo que paradójicamente se proclama 'liberalizado' al tiempo que aumenta paulatinamente la intervención administrativa en la esfera decisional y la regulación en los dos estratos políticos de referencia, el nacional y el comunitario, proliferando las normas e instancias de control. Hasta qué punto un marco regulatorio denso y complejo, en constante progresión aunque no siempre



siguiendo una dirección estable, constituye un incentivo o va en detrimento de la eficiencia real en la provisión de los bienes y servicios energéticos, es una cuestión a considerar. Lo cierto es que el dirigismo energético es, en la actualidad, muy acusado, como puede deducirse de los planes de la Comisión⁹ y establece condiciones precisas sobre aspectos que en otras circunstancias serían de la incumbencia de los propios actores del mercado como la mezcla de generación. En este hecho juega un peso decisivo el imperativo de la descarbonización de la generación eléctrica, objetivo que, a pesar de su transcendencia y elogiada racionalidad ambiental, no deja de ser un precepto establecido a partir de consideraciones sobre el clima que rebasan la política energética.

En lo que se refiere al sector de los hidrocarburos y más precisamente al gas natural, debe tenerse en cuenta que este se organizó tal como lo conocemos en una época mucho más reciente que el negocio eléctrico. Recordaremos que, aunque Durán Farrell inició en España la actividad industrial en torno a esta fuente energética a finales de los sesenta, pasaron aún más de quince años para que en 1985 se organizase realmente el sector y se sentaran las bases legales de su desarrollo extensivo en nuestro país¹⁰, desplazando rápidamente al arcaico gas ciudad. La Ley 10/1987 que a renglón seguido regularía las actividades gasistas, constituyó según los juristas especializados en esta materia un ejemplo de autorregulación regulada o de la llamada 'interferencia del consenso'. La Ley 34/1998 del sector de hidrocarburos creaba una década más tarde el

marco liberalizador en el cual se fundamenta el modelo vigente, separando por completo la actividad del transporte de las de distribución y suministro. La regulación actual del sector gasista está orientada esencialmente a la introducción paulatina de la competencia en las actividades liberalizadas y se encuentra muy influida, al igual que en el caso de la electricidad, por las directrices europeas.

Es importante advertir que el gas natural y la electricidad son sectores que se encuentran vinculados entre sí debido a la participación de ese combustible en la generación eléctrica. Ello se lleva a cabo por doble vía, las centrales de ciclo combinado y la cogeneración. Los efectos sobre el gas natural del actual sistema de incentivos del Régimen Especial del sistema eléctrico (energías renovables y cogeneración) son muy acusados y han alterado en buena medida las hipótesis bajo las cuales se planificó hace casi dos décadas el ciclo inversor en lo relativo a esta importante fuente energética y sus usos. Téngase en cuenta que el dimensionamiento de las infraestructuras gasistas (gasoductos y plantas de regasificación, esencialmente) preveía un fuerte consumo de este combustible en las centrales CCGN, expectativa que se ha visto sensiblemente perjudicada a partir del año 2007 al consagrarse, como consecuencia de los incentivos regulatorios, la expansión y preferencia de despacho de la electricidad de fuentes renovables dentro del sistema eléctrico. Ello va en detrimento de la generación eléctrica con gas natural en centrales CCGN (aunque por otro lado aumenta significativamente la participación de la cogeneración) y afecta a los contratos internacionales de suministro que se caracterizan por una considerable falta de flexibilidad derivada de las cláusulas *take or pay*.

La política energética adoptada en España en estos treinta y cinco años puede valorarse de manera diferente según quien lo haga y los criterios a que someta su juicio. Pero hay hechos incontrovertibles, positivos y también negativos; elegiremos alguno de cada lado, empezando por los últimos. Quizá el aspecto más desfavorable es que cualquier ciudadano informado debería ser hoy consciente de lo que significan los 'costes hundidos' en este tipo de negocios asociados al servicio público: inversiones fallidas, debido a circunstancias cambiantes y diferencias significativas que, en ciertos casos, se han producido entre los diseños de los planificadores y decisores políticos y la realidad socioeconómica del país, pero cuyas consecuencias paga el consumidor por imperativo legal. El caso quizá más conocido de endose regulatorio de los costes hundidos fue la proscripción al inicio de los años ochenta de los cuatro grupos nucleares de Lemóniz I y II más Valdecaballeros

I y II, unos 4.000 MW, la mitad de los que están funcionando en el parque nuclear español. Esas centrales que se habían construido casi hasta su práctica culminación, más una parte sustancial de las que se encontraban entonces en obra (Trillo II), proyecto o estudio (otras cuatro), entraron en moratoria por mandato legal en el año 1983 sin haber llegado nunca a operar y son activos varados, por tanto (valga la antinomia) inactivos. Aquella decisión del poder político, aunque consensuada con el sector, supuso un coste enorme en su día que aún están sufragando los consumidores a pesar del tiempo transcurrido.

Pero los *stranded costs* del programa nuclear español no han sido el único hecho anómalo en ese sentido, como prueba la situación actual de las centrales de ciclos combinados de gas natural, anteriormente mencionada. La maduración de las inversiones asociadas al gas se ha visto comprometida por la explosiva proliferación de instalaciones del Régimen Especial, alentadas por la propia política energética con fuertes subvenciones y acceso preferente a la red. De las 6.000 horas/año*central previstas como factor de referencia en la planificación de la inversión de los ciclos combinados (26.000 MW instalados en España, aproximadamente), se ha pasado a una utilización media de tan solo el 19 % de su capacidad en el año 2012 y con tendencia a la baja. La moratoria nuclear de 1983, expresión se supone de un fallo de la política energética anterior a aquella fecha, se ha visto sucedida treinta años más tarde por otro episodio parecido: la ‘hibernación’ de los CCGN y parte de su infraestructura de servicio. La baja actividad (en ciertos casos suspensión sin más) no solo de las centrales, sino de algunas plantas de regasificación construidas estos últimos años como la de Musel-Gijón, que finalizada no ha llegado a ponerse en funcionamiento, constituyen una evidencia de los hechos anteriores.

Los desajustes del sector tienen en la actualidad una magnitud preocupante y vienen acompañados del fenómeno maligno del denominado déficit de tarifa, consecuencia de la diferencia entre los costes y los ingresos de las actividades reguladas del sistema eléctrico, sobre el cual se ha escrito y teorizado hasta la saciedad en los últimos meses. Este último constituye el objetivo declarado de la más reciente y controvertida modificación de nuestra política energética, veremos con qué éxito si no se atajan realmente las causas que lo producen. En su origen está la imprevisión del planificador-regulador (en este caso de la política de renovables anterior al año 2011) acerca del encarecimiento de los costes del suministro eléctrico debido entre otras razones al vigoroso crecimiento interanual del importe de las primas y, por otra parte, su falta de atención hacia un hecho tan

importante como es el efecto del progreso tecnológico sobre la eficiencia en el campo de las nuevas energías. De esta manera, se obliga al consumidor español a sufragar durante 25 años los costes de unas inversiones prematuras en instalaciones que, especialmente en el caso de algunas tecnologías, se han convertido en activos energéticos poco eficientes u obsoletos a pesar de su juventud. Todo ello tiene repercusiones múltiples y desde luego afecta negativamente a los precios actuales y futuros, que se encuentran hoy día entre los más caros de Europa y son significativamente superiores a los de Francia o Alemania a pesar del menor nivel de renta de nuestro país, mostrando además una sistemática tendencia al alza. Se sabe que la energía es intensiva en capital y por tanto exige tasas de retorno adecuadas, pero al mismo tiempo no debe olvidarse que la electricidad es un bien básico y un servicio de interés público a salvaguardar mediante el uso prudente y justificado de la potestad regulatoria en todos los sentidos.

En el lado positivo, es indudable que la modernización tecnológica, la diversificación del suministro de energía primaria y la relativa descarbonización que se han producido en estas tres décadas y media son hechos que no pueden dejarse de valorarse, tanto en el sector eléctrico como en lo que refiere a las actividades gasistas, más recientes en nuestra historia energética.

Al margen de lo anterior, los hechos quizá más relevantes a medio plazo de la política energética emprendida en los últimos años se sitúan en el contexto de convergencia regulatoria de España con el resto de los países de la Unión Europea, que afecta a la superestructura jurídica de las actividades energéticas en nuestro país. Este aspecto de enorme transcendencia no deja de ser sin embargo, dada su naturaleza esencialmente política, incierto y complejo. En él confluyen las voluntades comunitaria y nacional sobre el tema, ninguna de las cuales es en sí misma homogénea ni se forma exclusivamente a partir de la voluntad espontánea del legislador. La naturaleza cambiante de las demandas sociales y la acción de los grupos sindicados de representación de intereses o *lobbies*, los *think-tanks* o centros germinadores de ideas, así como otros actores en el campo de los *public affairs*, juegan un papel importante en la conformación jurídico-política del concepto de interés público aunque no necesariamente de manera explícita o transparente en el funcionamiento del sistema¹¹. Por otra parte existe una realidad que es originalmente heterogénea: la organización física y empresarial de los sectores energéticos dentro de cada país de los 28 que actualmente conforman la Unión, constituye un contrapeso inevitable al esfuerzo voluntarioso que exhibe

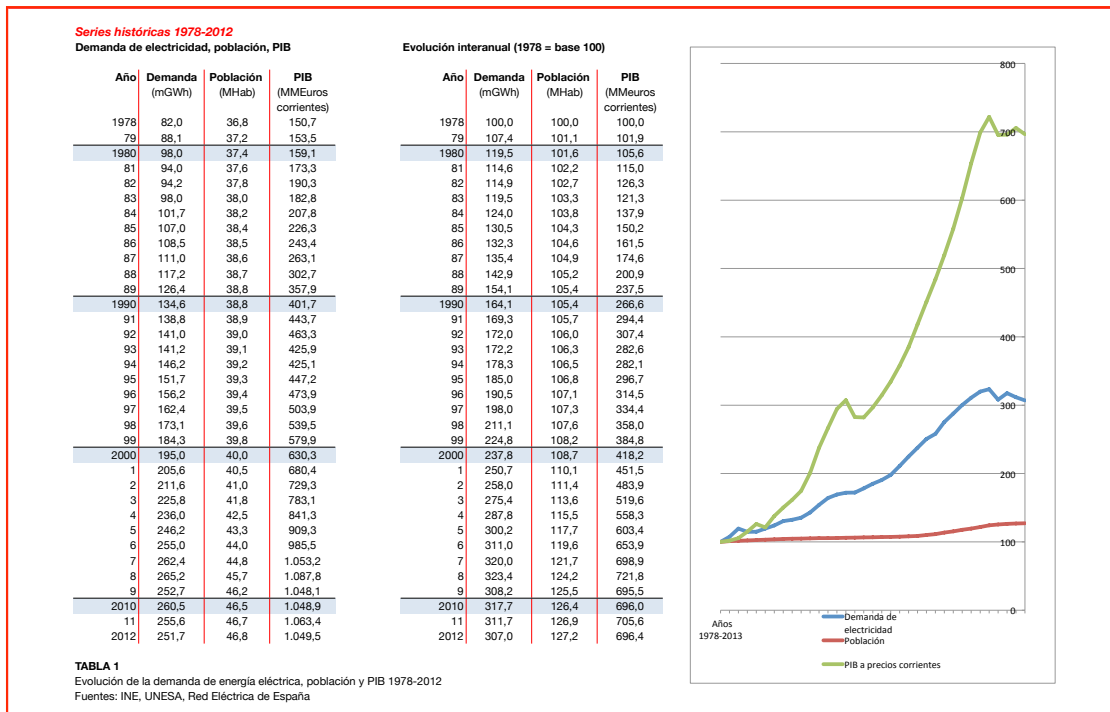
la Comisión en este campo. La hoja de ruta hacia una futura economía 'hipocarbónica' y el desarrollo consolidable del mercado interior de la energía basado en una mayor transparencia regulatoria, competencia real en los negocios e inteligencia en la infraestructura, son a fecha de hoy los objetivos que señalan ese camino por el que España transita desde el año 1986 y de manera inequívoca a partir de 1995. Sobre estas cuestiones dispone el lector de referencias muy bien documentadas¹².

Evolución del sector eléctrico español: demanda y oferta

Según datos de UNESA, la demanda neta de electricidad en España se situaba en el año 1978 aproximadamente en 82.000 GWh, mientras que en 2012 alcanzó un valor en torno a 252.000 GWh. El incremento corresponde en términos absolutos a un consumo algo más de tres veces superior durante el tiempo transcurrido. Comparativamente, la actividad económica medida a través del PIB pasó de un valor aproximado de 0,15 a 1,05 billones de Euros a precios corrientes, es decir se multiplicó por un factor de siete, aunque si se descuenta el efecto del IPC, el multiplicador del crecimiento económico en términos constantes es mucho más modesto. La población española aumentó entre ambos años de 36 a 47 millones de habitantes, lo que supone un factor de crecimiento del 30 % aproximadamente. Los datos anteriores muestran un incremento significativo del

consumo eléctrico per cápita que pasó de 2.280 KWh a 5.360 KWh (2,35 veces) mientras que la intensidad del PIB en términos de consumo eléctrico, una vez descontado el efecto del IPC y medida en MWh/10⁶ Euros, pasó de un valor de 105 a 240 (2,28 veces). Al tratarse de un período relativamente largo (35 años) la actividad económica ha experimentado diversos avatares, unos de carácter más cíclico y otros con cierto sesgo estructural. Los datos medios anteriores no dicen nada acerca de los ritmos y tendencias a lo largo de esos años; para poder apreciar la evolución es preferible ver las series históricas relativas a las tres variables: demanda, población y PIB (Tabla 1).

A mediados de la década de los setenta, la producción eléctrica total en la España peninsular (incluyendo pérdidas, autoconsumo y exportación) superaba ligeramente la cifra de 85.000 GWh. Para hacer frente a la demanda interna y demás componentes, el sistema eléctrico configuraba su oferta energética con una distribución en la mezcla de generación de aproximadamente 2/3 para las tecnologías térmicas (carbón, fuel y nuclear) y 1/3 para la hidráulica. El año pasado (2012) la producción total fue de casi 280.000 GWh, con un reparto de la generación que en relación con el inicio del período considerado en este artículo mantenía más o menos la participación térmica en porcentaje si bien con una composición interna muy distinta



Energía					
(GWh)	1975	%	2012	%	Δ 2012/1975
Total	82.835		277.046		234,5%
Hidro	26.439	31,9%	23.508	8,5%	-11,1%
RO			19.039	6,9%	
RE			4.469	1,6%	
Térmica	55.946	67,5%	189.164	68,3%	238,1%
RO	55.946	67,5%	155.839	56,3%	
Nuclear	7.544	9,1%	61.238	22,1%	
Carbón y fuel	48.402	58,4%	55.639	20,1%	
Gas Natural			38.962	14,1%	
RE					
Cogeneración			33.325	12,0%	
RES			64.374	23,2%	N/A
Eólica			48.126	17,4%	
Solar FV			7.906	2,9%	
Termosolar			3.433	1,2%	
Biocombustibles			4.909	1,8%	

TABLA 2
Evolución de la energía eléctrica producida, 1975-2012
(sistema peninsular)
Fuente: REE

según tecnologías de la de los setenta. Por otra parte puede apreciarse el fuerte retroceso de la hidráulica en beneficio de otras fuentes renovables, especialmente la eólica. Los datos comparativos sobre producción pueden consultarse en la tabla 2. En lo que se refiere a la potencia instalada, en el año 1975 era de 25.430 MW, mientras que en 2012 había alcanzado la magnitud de 102.525 MW, con un factor de cobertura en relación con la punta máxima de demanda instantánea en torno al 250 %. Ese valor, expresivamente alto en comparación con otras épocas y también con otros países de nuestro entorno, refleja la sobrecapacidad actual del sistema eléctrico si bien la parte de fuentes renovables del Régimen Especial no puede considerarse *stricto sensu* como potencia firme. Si en los años setenta la potencia instalada se repartía de forma aproximadamente equilibrada entre las tecnologías hidráulica y térmicas, la situación actual es completamente diferente en cuanto a la primera de ellas. La potencia hidráulica no llega actualmente a constituir 1/5 de la total, habiendo cedido la diferencia con su participación anterior a las nuevas renovables. La potencia térmica se ha mantenido aproximadamente en el mismo porcentaje, aunque también con una composición diferente en lo que se refiere a la mezcla de tecnologías de generación. Estos datos se recogen en la Tabla 3.

Aparte de lo que la comparación muestra como evidente, hay algunos aspectos que quizá convenga resaltar en la medida

Potencia					
(MW)	1975	%	2012	%	Δ 2012/1975
Total	25.430		102.525		303,2%
Hidro	12.015	47,2%	19.800	19,3%	64,8%
RO			17.761	17,3%	
RE			2.039	2,0%	
Térmica	13.415	52,8%	53.508	52,2%	298,9%
RO	13.415	52,8%	46.256	45,1%	
Nuclear	1.120	4,4%	7.853	7,7%	
Carbón y fuel	12.295	48,3%	13.112	12,8%	
Gas Natural			25.291	24,7%	
RE					
Cogeneración			7.252	7,1%	
RES			29.217	28,5%	N/A
Eólica			22.213	21,7%	
Solar FV			4.186	4,1%	
Termosolar			1.878	1,8%	
Biocombustibles			940	0,9%	

TABLA 3
Evolución de la potencia eléctrica instalada, 1975-2012
(sistema peninsular)
Fuente: REE

que ilustran la profunda evolución tecnológica de la flota de generación de energía eléctrica acaecida en nuestro país en algo más de tres décadas. Sobre todo hay que tener en cuenta la interdependencia creciente entre las decisiones de inversión y el curso de la política, sus decisiones (que ocasionalmente pueden parecer subóptimas a los ojos de los técnicos) y la fuerza contundente del BOE (imperativa o por la vía de los incentivos). Los dos aspectos que en ese sentido quizá más llaman la atención durante estos años, pues constituyen hechos singulares de España en comparación con nuestros socios europeos, afectan como se ha mencionado anteriormente a las tecnologías nuclear y de renovables¹³. Ambas especialidades de la generación eléctrica se han visto sometidas a convulsiones de signo distinto pero que han alterado de forma manifiesta las previsiones iniciales del regulador y los costes del sistema, lo cual lleva a pensar en los límites de la planificación en un contexto incierto y variable como viene siendo la política en estas últimas décadas.

La cuestión nuclear queda ya un tanto lejana en el tiempo, aunque en su momento constituyó el acto de intervención administrativa de mayor entidad sobre un sector en gran medida privado que se conoce en la era democrática. Aunque es un tema sobre el cual se puede argumentar y replicar largamente, incluso de manera contradictoria como ha hecho con soltura alguno de sus protagonistas principales, no es quizá un asunto

sobre el cual este artículo debe pronunciarse. Sí lo es en cambio el panorama de confusión que al menos temporalmente ha creado en estos últimos tiempos la política de promoción de las denominadas energías renovables y de la cogeneración térmica. La importancia tan grande que poseen las fuentes renovables en todos los órdenes y la incómoda sensación de que algo se ha hecho mal cuando esa política debería haberse diseñado con el mayor esmero, merecen sin embargo algún comentario más allá de la saturación periodística que acompaña a este espinoso tema desde hace unos meses. Sin necesidad de extenderse en los detalles, alguno de los articulistas que escriben en esta monografía lo hará, baste para darse cuenta de la magnitud de la discordancia entre política y realidad el hecho que entre el año 2002 y 2012 la potencia instalada en el Régimen Especial, al amparo de subvenciones y derechos preferentes de despacho, pasó de 11.970 a 38.508 MW (322 %) mientras que la demanda de electricidad ha variado solamente de 220.000 a 277.000 GWh (126 %). Esta sobrecapacidad con amparo legal viene unida a un marco regulador que a la vista de los hechos no puede dejar de calificarse como oneroso¹⁴ para los intereses de la mayoría de los consumidores, al margen de cualesquiera otras consideraciones que puedan efectuarse sobre un bien de primera necesidad cuya demanda es acusadamente inelástica frente al precio.

La historia de la política sobre las energías renovables en España bien merece un estudio crítico, detallado y específico, incluso desde las primeras medidas de promoción, a mediados de los años setenta, al amparo del Centro de Estudios de la Energía que es como se denominaba la entidad precursora del actual IDAE. Paradójicamente el fin fundacional de aquel organismo era la racionalización energética, actuando principalmente sobre el consumo, y sin embargo casi cuatro décadas más tarde el resultado más notorio de la política de renovables auspiciada por los poderes públicos ha sido el sobredimensionamiento de la planta de generación usando tecnologías de eficiencia cuestionable y un encarecimiento hasta ahora desconocido del suministro eléctrico. Este último hecho empieza a producir en las rentas bajas episodios de ‘pobreza energética’, es decir incapacidad económica para cubrir las necesidades básicas de esos hogares sobre electricidad y gas, un fenómeno preocupante e inédito en España¹⁵. En ese sentido el presente se parece un poco a lo que el Director General del organismo en 1978, Juan Temboury, pretendía evitar, “... una situación, que dentro de nuestro país, empieza a tomar carácter sombrío”¹⁶. Lo anterior debe decirse al margen de los efectos beneficiosos que, sin duda y con mérito objetivo que hay que reconocer, se han logrado durante estos años como consecuencia de las

iniciativas y afanes en el campo de la diversificación y ahorro energéticos.

La estructura empresarial de los sectores eléctrico y gasista

Aunque por imperativo legal existe una separación jurídica y por supuesto contable entre las empresas y actividades de los sectores eléctrico y del gas natural, es sabido que la interdependencia es una circunstancia corriente en buena parte del mundo de los negocios de la energía. Las actividades energéticas se llevan a cabo en muchos casos por grandes grupos de entidades y corporaciones vinculadas a través de participaciones comunes en el capital o bien por la vía de las relaciones relevantes, alianzas estratégicas o asociaciones de intereses que se dan entre unas y otras dentro de las correspondientes cadenas de valor. Nada nuevo en realidad, pues los negocios de la energía han tenido en sus orígenes una notable dependencia del capital financiero, bancario siguiendo la tradición hasta determinada época y con otra composición diferente y más moderna estructuralmente en los últimos años. Esto sucede no solo en España sino en muchos otros países y es una realidad a tener en cuenta.

La evolución empresarial de los agentes económicos en el lado de la oferta dentro de los sectores energéticos, ofrece una perspectiva enriquecedora para mejor comprender el funcionamiento de estos negocios. Al tratarse de sectores con una génesis temporal separada casi un siglo, el eléctrico y el gasista poseen una historia diferente y una situación particular propia desde este punto de vista. La evolución empresarial del sector eléctrico hasta hace aproximadamente diez años puede seguirse a través de la asociación de las grandes empresas, UNESA¹⁷. Dentro de los hidrocarburos el petróleo y el gas natural tienen historias, circunstancias y estructuras diferentes, con orígenes empresariales decalados aproximadamente sesenta años entre uno y otro (1927 en el primer caso y 1987 en el segundo). La cronología de todos ellos puede consultarse en la documentación online de la Comisión Nacional de la Energía¹⁸ o de las propias empresas suministradoras¹⁹.

Desde el punto de vista de la evolución de su estructura empresarial a lo largo del período a que se refiere este artículo, los sectores eléctrico y del gas natural presentan diferentes aspectos de interés. En la electricidad la historia reciente es muy rica en episodios notables pues hay que señalar los múltiples procesos de fusión, enajenación de activos estatales, adquisiciones tanto pactadas como por la vía de la OPA, internacionalización en su doble sentido y más recientemente el fenómeno de una

Sector eléctrico
Año 1978

Empresas	Producción (GWh)	Ingresos (MPTas)	% Total	
Iberduero	17.544	63.213	18,4%	
Hidroeléctric	13.318	47.986	14,0%	
3 ENDESA	8.734	31.470	9,2%	41,5%
C. Sevillana	8.294	29.884	8,7%	
5 FECSA	7.770	27.996	8,2%	58,4%
Unión Eléctri	5.711	20.577	6,0%	
FENOSA	4.846	17.461	5,1%	
ENHER	3.413	12.297	3,6%	
HIFRENSA	3.329	11.995	3,5%	
10 NUCLENOR	3.230	11.638	3,4%	79,9%
Otras (48 em	19.132	68.935	20,1%	
Total serv. pú	95.321	343.454		

TABLA 4

Principales empresas del sector eléctrico en el año 1978
Fuente: M. de Industria

cierta 'diversificación' empresarial del sector, trascendiendo los límites asociativos de UNESA. Este último proceso ha venido de la mano fundamentalmente del auge del Régimen Especial, asociado a la proliferación de negocios de generación a partir de fuentes renovables y cogeneración térmica, cuya propiedad se sitúa en cierta medida fuera de las empresas tradicionales del sector (promotores, fondos de inversión y otros tipos de inversores). Todo lo anterior inscrito, como es lógico, en un marco regulador cambiante, caracterizado en los últimos años por la desintegración vertical o separación de las actividades (unbundling) de generación, transporte, distribución y comercialización, la apertura nominal a la competencia en la primera y última de ellas y un trato preferente a las instalaciones del Régimen Especial. Una consulta a los datos de las Tablas 4 y 5 permite hacerse rápidamente una idea de la situación comparativa entre lo que era el sector eléctrico desde el punto de vista empresarial a mediados de los años setenta y lo que es más o menos en la actualidad.

Las tablas muestran como la concentración empresarial del sector no ha cambiado mucho en términos agregados, incluso a pesar del proceso de liberalización que se inició en 1997. El porcentaje del mercado de energía controlado por las tres principales empresas era el 41,5 % en el año 1978 y es el 61,1 % casi cuarenta años más tarde. Es cierto sin embargo que los procesos de reorganización empresarial y el intercambio de activos de generación que se pactó en su día han producido una variación de las posiciones relativas de cada empresa en el ranking. Debe recordarse en cualquier caso que no existe 'un' mercado español de electricidad puesto que el sector eléctrico se encuentra desagregado en las cuatro actividades que se han mencionado anteriormente, de las cuales dos se

Sector eléctrico
Año 2009

Empresas	Producción (GWh)	Ingresos (MEuros)	% Total	
ENDESA	63.256	4.817	24,9%	
Iberdrola	41.820	3.184	16,5%	
3 Unión Fenos	24.705	1.881	9,7%	51,1%
CN Almaraz	14.245	1.085	5,6%	
5 EON	12.115	922	4,8%	61,5%
Gas Natural	11.171	851	4,4%	
Iberdrola Ren	9.788	745	3,9%	
Hidrocantábr	8.412	641	3,3%	
CN Trillo	7.702	586	3,0%	
10 CN Vandelló	5.387	410	2,1%	78,2%
Otras (100+)	55.442	4.222	21,8%	
Total serv. pú	254.043	19.344		

TABLA 5

Principales empresas del sector eléctrico en el año 2009
Fuente: M. de Industria

proveen en régimen de mercado mientras que las otras dos corresponden a monopolios regulados. El valor total a precios de mercado (pvp) de la energía eléctrica vendida en España en 2012, excluyendo impuestos, fue de aproximadamente 37.000 MEuros, de los cuales 18.000 MEuros correspondieron ese año a la retribución de las actividades reguladas (incluyendo el correspondiente déficit de casi 4.300 MEuros, pendiente de cobro), otros 15.000 MEuros a la retribución de la energía consumida (excluidas las primas del Régimen Especial, que forman parte de los costes regulados con un importe de 8.600 MEuros) y el resto a la actividad de comercialización y otros servicios.

Más relevante que lo anterior ha sido durante estos últimos años el proceso de internacionalización de las empresas, en un doble sentido. Por una parte, la entrada de accionistas de origen extranjero con participaciones relevantes en las empresas eléctricas españolas y recíprocamente, el proceso de inversión de estas en activos situados en mercados del exterior, esencialmente en Europa y las tres Américas. Valgan como datos relevantes de la penetración del capital extranjero en el sector eléctrico los siguientes, referidos a las empresas de UNESA: la mayor compañía española por volumen de ventas, ENDESA, es propiedad al 92 % de ENEL, empresa estatal italiana; el accionista mayoritario de Iberdrola es a fecha de hoy la Qatar Investment Authority, que posee el 8,4 % de la española; la argelina Sonatrach es tenedora del 4 % del capital de Gas Natural Fenosa; Hidrocantábrico ya no existe como tal sino que pertenece en su totalidad a EDP, Energías de Portugal; la antigua Electra del Viesgo, actualmente E.ON-España, es filial de la gran compañía alemana que le da nombre y es su propietaria. En reciprocidad hay que señalar que las grandes empresas energéticas españolas son hoy día conglomerados

Sistema eléctrico español
Grandes magnitudes económicas, 2012

Conceptos	MEuros	% Total
Energía vendida en OMIE	14.741	39,6%
Ingresos regulados	13.886	37,3%
Déficit de tarifa del ejercicio	4.282	11,5%
Comercialización y servicios	4.325	11,6%

Valor económico del mercado
(a precios finales v.p.)

Internacionalización

1- Resultados

	Ing. totales MEuros	EBITDA MEuros	% España	% Internacional
ENDESA	32.933	7.005	54%	46%
Iberdrola	34.294	7.727	51%	49%
GNF	24.904	5.080	57%	43%
(GNF - Electricidad)	13.050			

Internacionalización

2 - Propiedad

	Accionista extr. pral.	Paritipac. cap. social	Rango entre accionistas	Pais de pertenencia
ENDESA	Enel	92%	1º	Italia
IBERDROLA	Qatar I.A.	8%	1º	Quatar
Gas Natural Fenosa	Sonatrach	4%	3º	Argelia
Hidrocarbónico	EDP	100%	1º	Portugal
E.ON-España	E.ON	100%	1º	Alemania

TABLA 6

Las empresas del sector eléctrico
Fuente: Informes anuales

internacionales con presencia global. Prueba de ello es el hecho de que en el ejercicio económico correspondiente al año 2012, ENDESA generase el 46 % de su EBITDA fuera de España, mientras que en el caso de Iberdrola ese valor fue el 49 % y en lo que se refiere a Gas Natural Fenosa el 43 %. Lejos han quedado, como puede verse en la Tabla 6, los tiempos de Oriol en que casi todo en este sector eran asuntos domésticos.

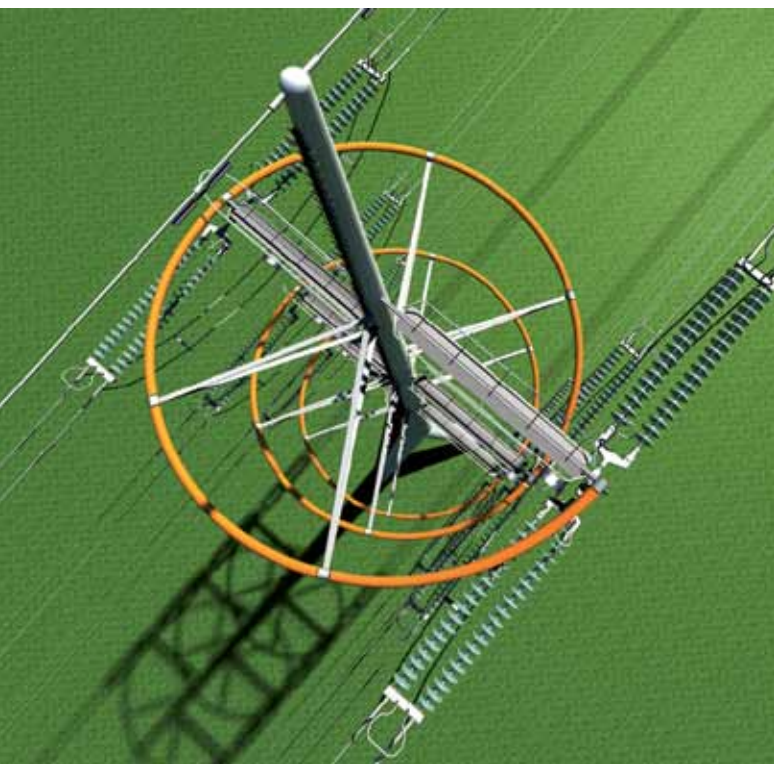
Comparativamente el negocio gasista, quizá debido a su mayor juventud o relativa estabilidad empresarial, presenta unas características estructurales y una dinámica en apariencia más asentada que en el caso eléctrico. Centrándonos en la época del gas natural, su importancia empieza a notarse precisamente a mediados de la década de los setenta, que es cuando en Europa este combustible empieza a superar la cuota del 10 % en la estructura de la demanda de energía primaria. En España el negocio del gas es inseparable de la figura de Pedro Durán Farrell, uno de los ingenieros de Caminos que aportó visión estratégica, talento y capacidad de gestión a una actividad que antes de la fecha señalada poseía una dimensión muy limitada. La planta de regasificación de Barcelona y la creación algo más tarde de ENAGAS como empresa pública en 1972, presidida por otro ingeniero de Caminos, Rafael del Pino, enmarcan la primera y provisional ordenación del sector. Así, se asignaba a aquella compañía el monopolio de las actividades de aprovisionamiento, regasificación y transporte, quedando

al margen la distribución con un alcance limitado. En el año 1978 el gas natural se distribuía exclusivamente en 55 municipios del área de Cataluña mientras que el primer gasoducto, que unía Barcelona con Valencia y con el País Vasco estaba viendo los inicios de su construcción. El negocio gasista se encaminó hacia su reordenación en los términos que rigen hoy a mediados de la década de los Ochenta, teniendo dos hitos singulares en esos años: la renegociación del contrato de suministro con Argelia y el protocolo de intenciones para el desarrollo del gas que, bajo el amparo del Ministerio de Industria y Energía, consensuó los intereses de las partes y facilitó el despegue definitivo del negocio gasista en España. La Ley del Gas de 1987 sancionó los términos de ese acuerdo y en el interim hasta la Ley del Sector de Hidrocarburos de 1998 se produce la refundación de Gas Natural SDG de la mano de La Caixa y Repsol. Las consecuencias de todo ello son visibles en la actualidad, dando lugar a un sector en el que se separan por una parte las actividades de transporte y gestión técnica del sistema y por otra las de distribución y comercialización del gas. La parte regulada del sector, a cargo de ENAGAS, mientras que las actividades liberalizadas son llevadas a cabo por varias empresas, entre las que destacan por cuota de mercado Gas Natural Fenosa (50,3 %), Endesa Gas (14,7 %), Iberdrola Gas (9,0 %), EDP-Naturgas (6,9 %) y CEPSA (6,4 %).

De los datos agregados del sector pueden aportarse como más representativos los siguientes: la participación actual del gas en la demanda de energía primaria en España está en torno al 24 % (la electricidad supone el 19 %); el consumo de gas es de 31,2 bcm, equivalentes a casi 363.000 GWh; la red de transporte (gasoductos a presión ≥ 60 bar) roza los 13.000 km de longitud, la de distribución 67.000 km y el número de consumidores directos es de 7,4 millones. Las ventas de las principales compañías gasistas españolas en 2012 se situaban respectivamente en torno a 12.000 MEuros (GNF, negocios liberalizados) y 1.140 MEuros (ENAGAS, actividades reguladas). La internacionalización de las empresas del sector es, igualmente a lo que sucede en el caso eléctrico, un signo de los tiempos.

Complejidad creciente del mundo de la energía: mercados, tecnologías, redes, modelos de negocio, regulación, globalidad ...

Quizá uno de los hechos más notorios que pueden apreciarse a simple vista en la evolución de los sectores de la energía es la tendencia a la complejidad y sofisticación de casi todas sus facetas relevantes: los mercados, la tecnología, las cadenas de valor, los modelos de negocio, la regulación y cualquier otro aspecto sustantivo. En lo que se refiere a los mercados,



la tendencia a la complejidad de las instituciones creadas y reguladas para el intercambio de bienes y servicios energéticos puede observarse en varias dimensiones y a su vez obedece a razones diferentes. Entre ellas pueden destacarse, aparte del consabido hecho de la globalización, las siguientes: (i) la separación nominal de actividades (unbundling) en lo que antes era un servicio integrado end to end; (ii) la provisión de algunas de esas actividades en régimen de competencia, al menos nominal, en sustitución del tradicional monopolio; (iii) el desarrollo de mercados financieros superpuestos a los físicos, con el fin de aumentar la liquidez y facilitar la gestión de los riesgos de compradores y vendedores; y (iv) la aparición de bienes económicos de nuevo cuño, como los incentivos a las energías renovables y los derechos sobre emisiones, en conexión con la regulación ambiental de las actividades energéticas. Todos esos factores, en mayor o menor medida, dan lugar a una tupida red de instituciones, unas más reguladas y otras más espontáneas en cuanto a su funcionamiento, que constituyen el ensamblaje transaccional de los negocios energéticos en diversos niveles y ámbitos de referencia.

Según el anuario estadístico de BP²⁰, el consumo mundial de energía primaria en el año 2012 alcanzaba el valor de 12.275

millones de TEP, que a precios de mercado supone un valor económico algo superior a 9 billones (trillones anglosajones) de dólares. Esta cifra puede dar una idea de la magnitud que poseen actualmente los mercados físicos de energía en términos económicos. Si se añaden los mercados financieros, es decir el valor de los instrumentos empleados en el trading de energía en sus distintas modalidades (esencialmente derivados en mercados regulados y OTC), el valor económico del comercio de productos energéticos a escala mundial sería en términos contables varias veces superior a la cifra indicada²¹.

El crecimiento de los mercados en tamaño (30 % en unidades físicas a lo largo de la última década) y especialmente en complejidad, se ha visto además acompañado por un grado creciente de interrelación entre los actores involucrados, lo cual da lugar a efectos de alcance o red que a su vez amplifican con su ubicuidad las tecnologías de la información y de la comunicación. El entramado energético total es así más robusto pero en ciertos aspectos y condiciones puede también mostrar signos alarmantes de fragilidad como en su día puso de manifiesto el 'caso Enron'²² referido a la sonada bancarrota de ese gigante norteamericano. Dimensión, complejidad e interrelación crecientes son hechos ciertos que constituyen características determinantes de los mercados energéticos en la actualidad, y como tal tienen una traducción en términos de riesgo para las empresas situadas en el lado de la oferta. Desde el lado de la demanda la evolución estructural de los mercados no se traducido sin embargo, al menos hasta ahora, en una mejora de los precios ni diferencias cualitativamente significativas en cuanto a la libertad para elegir por parte del consumidor.

Ciñéndonos a la realidad española, los mercados de energía han ido evolucionando en muchos aspectos durante todos estos años como se ha señalado en diversas partes de este artículo. Es interesante a este respecto fijarse en cuestiones de índole estructural tales como su arquitectura institucional, el grado de apertura real a la competencia, su eficiencia en términos de asignación de recursos, el funcionamiento económico (formación de precios, déficit), el proceso de integración o más bien acoplamiento de los mercados nacionales y regionales dentro de la Unión Europea y otros aspectos de índole semejante. La situación varía en lo que se refiere a la electricidad y el gas natural debido a las particularidades de cada sector, aunque es indudable que existe en ambos casos un planteamiento común en líneas generales. La información correspondiente a esos aspectos de interés general puede consultarse en los websites de los organismos públicos de regulación y gestión correspondientes²³.

El mercado eléctrico como es sabido presenta actualmente desequilibrios importantes en España que se manifiestan con rotundidad en la carestía del producto, lo cual se puede comprobar no solo en los elevados precios finales al consumidor sino además en el problema del déficit tarifario (parte regulada). Los fallos en ese lado regulado, que en términos económicos supone casi la mitad del sistema, se encuentran además acompañados en su contraparte (actividades liberalizadas) por una serie de limitaciones significativas a la competencia real, circunstancia que afecta al mercado spot. De hecho una buena parte de la oferta (en torno al 80 %) actúa en el mercado diario como tomadora de precios, hecho que obedece a distintas razones según tecnologías y unidades de oferta, pero resulta ilustrativo de las imperfecciones inherentes al proceso de asignación. El propio diseño del modelo de mercado, su mecanismo de casación por arriba y la libérrima interpretación del marginalismo como criterio básico para la formación de precios, pueden ser objeto de crítica por motivos diversos, entre ellos la creación del consabido efecto del windfall profit que acompaña a la igualación de precios en el mercado tomando como base la oferta más cara. El valor aproximado del mercado eléctrico español, como se ha indicado anteriormente, se sitúa a precios finales en torno a 37.000 millones de euros, es decir se encuentra próximo al 3,5 % del PIB nacional.

En lo que se refiere al gas natural, el tamaño del mercado minorista español (pvp) se aproxima en valor a la cifra de 15.000 millones de Euros, considerando el conjunto de los clientes, domésticos (17 %), industriales (54 %) y eléctricos (29 %), particularmente los grupos de cogeneración ya que las centrales CCGN sufren el problema mencionado de exclusión regulatoria por exceso de capacidad en la oferta. Tal como indica la Comisión Nacional de la Energía en el último de sus informes de supervisión publicados²⁴, las tres empresas con mayor volumen de ventas concentran el 65 % del mercado, situación que tiene a mantenerse estable en los últimos años si se mide a través del índice de Herfindahl-Hirschman que se usa normalmente para cuantificar este hecho. En cuanto al mercado mayorista, se trata como es sabido de transacciones internacionales ya que el nivel de dependencia en lo que se refiere a esta fuente energética es del 99,7 %. Los suministros provienen principalmente de Argelia (41,2 %), Nigeria (15 %) y países del Golfo (11,2 %). Aparte de los contratos bilaterales de suministro a largo plazo, las empresas gasistas se abastecen en los mercados spot que se encuentran organizados alrededor de este combustible, como son los de Reino Unido, Holanda y EE. UU. (Henry Hub). El coste medio del aprovisionamiento del gas natural se situaba esta pasada primavera en torno a los 27€/MWh. Dentro de España se ha



desarrollado un mercado mayorista secundario OTC que da servicio a los contratos bilaterales entre los comercializadores nacionales. El mercado secundario del gas tiene como puntos físicos de referencia las seis plantas de regasificación que se encuentran actualmente en funcionamiento, el punto de balance de los almacenamientos subterráneos y el punto de balance de la red de transporte. El volumen negociado en el mercado supera actualmente el consumo de gas en España.

A modo de conclusión: energía y la profesión de la ingeniería

Cuando en 1895 se inauguró la central de Niagara Falls, se marcaba el rumbo que ha seguido la electricidad durante más de un siglo. Ese acontecimiento señero se debió a la deslumbrante brillantez técnica de Nikola Tesla y al genio empresarial de George Westinghouse, ingenieros los dos. El primero de ellos pronunciaba en aquel acto unas palabras que resultan singularmente explicativas de la importancia que conscientemente atribuía al hecho y se transcriben a continuación:

'We have many a monument of past ages; we have the palaces and pyramids, the temples of the Greek and the cathedrals of Christendom. In them is exemplified the power of men, the

greatness of nations, the love of art and religious devotion. But the monument at Niagara has something of its own, more in accord with our present thoughts and tendencies. It is a monument worthy of our scientific age, a true monument of enlightenment and of peace. It signifies the subjugation of natural forces to the service of man, the discontinuance of barbarous methods, the relieving of millions from want and suffering’.

La conquista de la electricidad ejemplifica en la alocución de Tesla el anhelo del ser humano por conseguir la energía necesaria de manera asequible y conveniente, algo que en aquel momento empezó a ser real como consecuencia del avance de los conocimientos científicos, el talento técnico y el instinto de los ingenieros que lo hicieron posible, sus creadores. La situación actual de la energía, con sus luces y sombras, corresponde a un panorama donde los desafíos técnicos han ido pasando desde el punto de vista macroscópico a un segundo plano, quizá como consecuencia de la aparente madurez de las actividades y el cambio en la naturaleza de los riesgos y beneficios. Ello no significa necesariamente que desde el punto de vista tecnológico se haya alcanzado el límite asintótico, ni mucho menos, sino que la creación de valor económico se articula ahora en buena medida sobre ejes diferentes.

La complejidad del mundo de la energía excede el ámbito técnico y no deja en ese sentido de ser un reflejo de las complicaciones del mundo actual, de sus conflictos de intereses

e irregularidades. Sin embargo la importancia del desarrollo tecnológico resulta crucial para enfrentarse con perspectivas de éxito a cuestiones tan exigentes como la descarbonización, el progreso en términos de eficiencia energética, la diversidad e interrelación creciente de las cadenas de valor y la paulatina permeación de todo ello por la ‘inteligencia’ distribuida en sistemas, redes y equipos. El mundo de la energía sigue teniendo un aliciente excepcional para los ingenieros, quienes tal vez deberían abrirse hacia funciones más allá de las puramente técnicas aunque sin abandonar su base tradicional. Como bien señala una de las personas que contribuyen a este número monográfico, Ignacio Pérez Arriaga, en cuanto a la electricidad “... no hay duda de que el sector afronta los retos quizá más importantes en sus 150 años de historia”²⁵. No debería tampoco haber duda sobre la relevancia del papel a desempeñar en tal contexto por la ingeniería, no solo en lo que se refiere a su presencia en el equipamiento físico de los sectores energéticos, sino especialmente en cuanto al diseño regulatorio y de los modelos de negocio del futuro así como en la gestión del valor en el tupido contexto de tan importante sistema socio-técnico.

Una cierta idea del progreso como paradigma vinculado al bien común de la sociedad, en armonía razonable con el beneficio empresarial en los negocios, debería animar el mundo de la energía y es algo que está en juego. Entiéndanse en ese sentido los sonoros epítetos que adornan el título de estas notas: curso arduo, obligado empeño. **ROP**

Referencias

(1) Según parece, el origen de la importancia geopolítica de la energía se sitúa en la decisión de la Royal Navy, adoptada en 1912, de sustituir el carbón por petróleo en la planta motriz de los buques de guerra británicos. Véase Energy Politics, Brenda Shaffer (U. of Pennsylvania Press, 2011).

(2) La evolución desde 1978 de la economía y de la sociedad en general constituyen en España un hecho histórico memorable, al menos hasta bien entrada la pasada década, primera de este siglo. En el año 2003, coincidiendo con el 25 aniversario de la Constitución, se publicaron numerosos artículos encomiásticos, entre los cuales se pueden tomar como muestra representativa a los efectos que aquí interesa los tres siguientes:

- 1.- Balance de la economía española en los últimos veinticinco años, Guillermo de la Dehesa,
- 2.- La política energética en España, José Folgado (ambos en la revista Información Comercial Española nº 811, Diciembre 2003), y
- 3.- La industria española en democracia, 1978-2003, Roberto

Velasco y Beatriz Plaza (Economía Industrial nº 349-350, Enero- Abril 2003). El período que va desde el año 2007 hasta el presente, constituyen un contrapunto en muchos sentidos aciago a la idea de progreso y bienestar que se había instalado en España tras el cambio de régimen político, acaecido tras el fallecimiento de Franco y el relevo generacional de las élites.

(3) The Crisis in Energy Policy, John M. Deutch (Harvard University Press, 2011).

(4) Libro blanco. Una política energética para la Unión europea, Comisión de las Comunidades Europeas, COM/95/0682 final.

(5) En la parte del sistema eléctrico véase Regulation of the Power Sector, Ignacio J. Pérez-Arriaga, Editor (Springer-Verlag, 2013). En cuanto al gas natural puede consultarse Building Competitive Gas Markets in the EU: Regulation, Supply and Demand (The Loyola De Palacio Series on European Energy Policy). Jean-Michel Glachant et al. (Edward Elgar Publishing, 2013).



El asesoramiento que necesitas para la eficiencia que buscas

En Repsol tenemos la solución energética más adecuada para tu proyecto de edificación o industria. Una oferta integral con el mejor diseño e implementación para tu instalación térmica a través de soluciones basadas en el **Gas de Repsol**, que garantizan una elevada eficiencia energética, ahorro y respeto al medio ambiente*.

Llámanos al 901 100 125
y te asesoraremos en todo lo que necesites.



Entra en nuestro blog y encuentra noticias e información relevante sobre el sector energético aplicado a la construcción.

**BLOGS.REPSOL.COM/
GAS-EFICIENCIA-DESARROLLOS**

* Emisiones de GLP = 244 g CO₂/kWh; NO_x < 0,07g NO_x/kWh; Partículas 0,01g/kWh
Más información en repsol.com

(6) Existen varios tratados descriptivos que cubren el caso español con suficiente extensión y relativa profundidad, aunque la mutabilidad del marco regulador provoca una desactualización relativa del contenido. Entre ellos pueden consultarse, por ejemplo, Derecho de la regulación económica. III El sector energético, Santiago Muñoz Machado, Editor (Editorial Lustel, 2009) y en la parte específicamente eléctrica, Tratado de regulación del sector eléctrico, Editores Becker, Cazorla, Martínez Simancas y Salas (Thomson Aranzadi, 2009).

(7) Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - Making the internal energy work. COM (2012) 663 final.

(8) Véase sobre esta cuestión el informe The EU Internal Electricity Market: Done Forever?, Jean-Miche Glachant y Sophia Ruester. Robert Schumann Center for Advanced Studies, European University Institute.

(9) Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions - A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050. COM (2011) 112 final.

(10) Protocolo de intenciones para el desarrollo de la industria del gas natural en España. Este documento, consensuado por la autoridades y los agentes del sector estableció realmente las bases de la actividad gasista actual en España. Más tarde se promulgó la Ley 10/1987, de disposiciones básicas para un desarrollo coordinado de actuaciones en materia de combustibles gaseosos.

(11) Lobbying in the European Union: Interest Groups, Lobbying Coalitions and Policy Change, Helke Küver (Oxford University Press, 2013). En España, según publicaba el diario Expansión en su edición del 25-9-2013, '... el energético es el lobby más potente para los políticos', citando el estudio El lobby en el nuevo marco regulatorio, de Burston, Marstellers y Cariotipo MH5.

(12) Véase por ejemplo EU Energy Law and Policy. A Critical Account, Kim Talus (Oxford U. Press, 2013).

(13) Paradójicamente esas singularidades comparativas que ha supuesto nuestra política energética en relación con otros países europeos, tienden ahora aminorarse si se tienen en cuenta hechos como la reciente estrategia de Alemania en relación con nucleares y renovables.

(14) El sobrecoste del Régimen Especial, debido por una parte a las primas a la energía de obligada adquisición por el sistema y por otra a sus externalidades negativas (impacto sobre las redes de transporte y distribución, amortización del déficit de tarifa e intereses del FADE, mas compensaciones a una parte de los afectados, esencialmente CCGN y grandes

consumidores industriales) superaba en el año 2012 la cifra de 10.000 millones de Euros, es decir se acerca ya a un tercio del valor económico total (pvp) del sector eléctrico y supone un 1 % del PIB.

(15) Según publicaba el diario Expansión en su edición del pasado 19 de Abril, en torno a 1,7 millones de hogares (el 10 % del total) sufren actualmente en España dificultades reales para hacer frente a su factura energética. Véase además el informe sobre este asunto titulado Pobreza energética en España 2012, que ha publicado la Asociación de Ciencias Ambientales, ACA. Cáritas por su parte, citando fuentes del Observatorio Español de la Sostenibilidad, estima que el número actual de 'pobres energéticos' en España está en torno a 4 millones de personas.

(16) Racionalización del consumo de energía: problemas españoles, Juan Temboury Villarejo (Colección Ensayos, Fundación Juan March, 1978).

(17) El sector eléctrico a través de UNESA 1944-2004, VAA (Unesa, 2005).

(18) Petróleo: www.cne.es/cne/doc/publicaciones/IAP_CRONO_DP06.pdf

(19) Gas natural: El gas natural en España. De los últimos cincuenta años (1960-2010) a los caminos del futuro, Pedro A. Fábregas (Fundación Gas Natural Fenosa, 2012).

(20) BP Statistical Review of World Energy, June 2013.

(21) Según el BIS (Bank of International Settlements) entidad a cargo de la supervisión de los mercados financieros al más alto nivel, el valor de los instrumentos en circulación incluyendo los negociados en la modalidad OTC es aproximadamente 9 veces mayor que el PIB mundial. Véase 83rd BIS Annual Report 2012-2013.

(22) Pipe Dreams: Greed, Ego and the Death of Enron, Robert Bryce (Public Affairs, 2002).

(23) Como referencia general puede acudir a la Comisión Nacional de la Energía, <http://www.cne.es> (recientemente subsumida en la Comisión Nacional de los Mercados y Competencia). En lo que se refiere al mercado eléctrico, OMIE (polo español del mercado ibérico de electricidad), <http://www.omie.es>. En cuanto al gas natural, el mercado mayorista está supervisado por la propia CNE y ENAGAS ampara determinadas operaciones OTC, <http://www.enagas.es>.

(24) Informe de supervisión del mercado de gas minorista, 2011. (CNE, 2012)

(25) Challenges in Power Sector regulation, José Ignacio Pérez Arriaga. Incluido en el primero de los libros a que se refiere la nota 5.

Energía y cambio del paradigma energético



Cayetano López Martínez

Catedrático de Física Teórica de la Universidad Autónoma de Madrid
Director General del CIEMAT

Resumen

Se plantean en este artículo las razones por las que nuestro actual esquema de suministro energético no es sostenible en el tiempo y debe ser cambiado en el próximo futuro. Dichas razones están relacionadas con la seguridad del suministro y con los efectos sobre el medio ambiente. El cambio debe orientarse necesariamente hacia una menor dependencia de las fuentes de energía fósiles, ricas en carbono. Sin embargo, las alternativas a la situación energética actual plantean también enormes dificultades, que se describen, por lo que resulta imprescindible afrontar un periodo de transición en el que algunas de las fuentes convencionales menos contaminantes jueguen un papel destacado.

Palabras clave

Energía, cambio climático, sostenibilidad energética, Energías Renovables, Escenario 450

Abstract

This article considers the reasons behind the unsustainability of the current energy supply system and the ensuing need for change in the near future. These reasons are related to the security of energy supply and the effects on the environment. Change should necessarily be geared towards a lesser dependency on fossil fuel sources, high in carbon. However, the alternatives to the current energy situation also raise enormous difficulties and it is then essential to consider a transitional period and one in which some of the less-polluting conventional sources will play a decisive role.

Keywords

Energy, Climate change, Energy Sustainability, Renewable Energies, 450 Scenario

La energía es un ingrediente esencial de la actividad humana. Existe una correlación entre el consumo de energía y el grado de bienestar de una sociedad, muy evidente en la mayoría de los países del mundo, agobiados por la escasez de bienes y productos, incluida la energía. Esta correlación es, por el contrario, muy débil o inexistente en los países más ricos, que podrían disminuir el consumo per cápita sin comprometer su prosperidad. De ahí que el legítimo deseo de aumentar el grado de desarrollo en los países emergentes y más pobres, que son los más poblados, implique el aumento del consumo de energía globalmente siendo muy improbable que este aumento se vea compensado por medidas de ahorro en los países más desarrollados, que representan una pequeña parte de la población humana. En otras palabras, aun cuando en algunos países se implementen medidas de ahorro energético, es verosímil que la demanda global de energía siga aumentando.

Para atender a esa enorme y creciente necesidad de energía disponemos de unas pocas fuentes. En la actualidad, excluyendo el uso de la biomasa no comercial (leña y residuos en los países más pobres), la energía primaria consumida en el mundo procede en un 88 % de los combustibles fósiles, carbón, petróleo y gas natural, con un 5 % de energía nuclear, un 6 % hidráulica y apenas un 1 % del resto de energías renovables. En España la situación es algo diferente, con un 76 % de combustibles fósiles, 12 % nuclear, 2 % hidráulica y un 10 % de otras renovables, esencialmente eólica y biomasa.

Se suele formular el objetivo de un suministro energético sostenible en base a tres principios: seguridad, precio asequible y adecuación medioambiental. Parece claro que, en base a estos tres principios, la estructura de la producción energética actual está muy lejos de ser sostenible. La segu-

ridad viene afectada por la desigual distribución territorial de los recursos fósiles, especialmente del más escaso y difícil de sustituir, el petróleo, lo que hace depender a la mayoría de los países de las importaciones de terceros. El problema de la escasez de estos recursos está siendo mitigada por la aparición de tecnologías que permiten recobrar combustible no convencional (por ejemplo, gas de esquisto), anteriormente inaccesible, aunque estos recursos serán cada vez más difíciles de extraer y, por consiguiente, más caros, lo que incide en el segundo de los principios enunciados. De todas formas, los combustibles fósiles no son renovables y las cantidades presentes en la corteza terrestre son, por definición, limitadas, lo que implica que se irán agotando progresivamente, lo que implicará aumentos de precios asociados a la escasez. Por último, la utilización de este tipo de combustibles como fuente de energía conlleva la emisión de grandes cantidades de gases de efecto invernadero a la atmósfera que pueden alterar los equilibrios climáticos y generar cambios, en forma de cambio climático, con consecuencias graves para nuestras sociedades.

Merece la pena detenerse un momento en este punto, que es, a mi juicio, la amenaza global más importante a la

que se enfrentarán las sociedades humanas en el próximo futuro. Actualmente emitimos unas 30 gigatoneladas (una gigatonelada equivale a mil millones de toneladas) de CO₂, solo en base a la utilización energética de los combustibles fósiles, lo que está produciendo un aumento medible de la cantidad de este gas presente en la atmósfera; este mismo año se ha observado que esta cantidad ha sobrepasado la cifra de 400 ppm (partes por millón), algo que no había ocurrido en el último medio millón de años, período para el que existen datos experimentales. Los científicos del *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) estiman que para mantener el crecimiento de la temperatura media del planeta por debajo de los 2 °C habría que limitar el contenido de CO₂ en la atmósfera a 450 ppm, cantidad que se alcanzará de aquí a dos o tres décadas, si sigue el ritmo actual de emisiones. Para mantenerse por debajo de dicho límite habría que ir reduciendo emisiones de forma significativa hasta dividir las por dos en términos de emisiones anuales en los próximos cuarenta años y llevarlas prácticamente a cero después. Justo lo contrario de lo que está sucediendo actualmente, como puede verse en la figura 1, en que las emisiones crecen a un ritmo tal que se duplicarán en ese mismo periodo de tiempo. Nó-

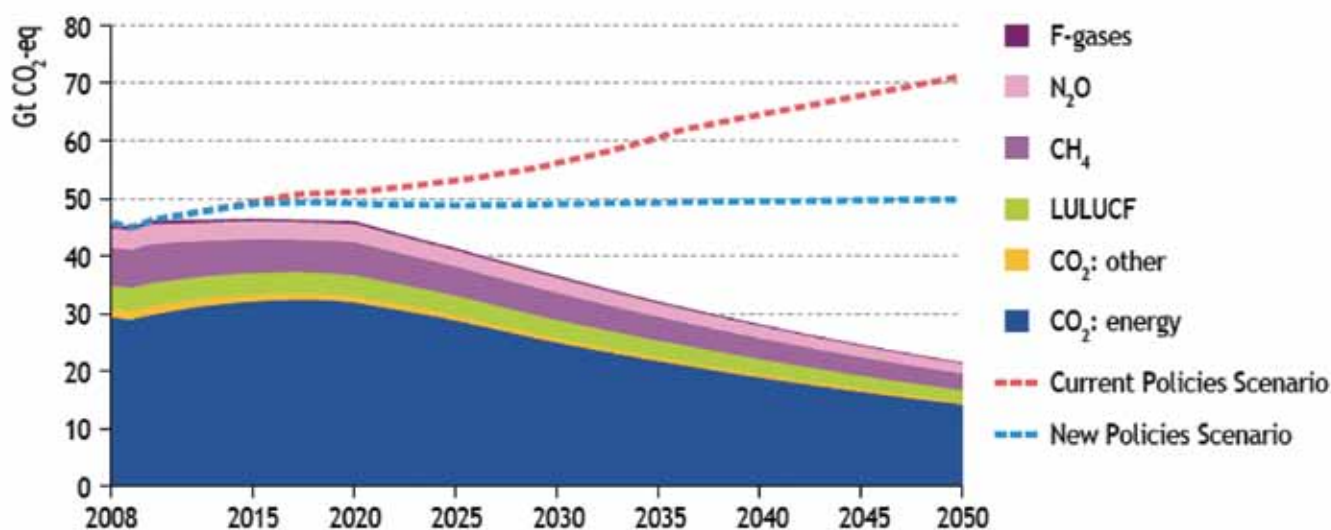


Fig. 1. Emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero. El escenario 450, que corresponde a alcanzar un máximo de 450 ppm de CO₂ en la atmósfera y no sobrepasarlo, implica un descenso de emisiones como el que indica la figura. La línea de puntos roja es la progresión que seguirán las emisiones anuales de no tomar medidas para evitarlo, que es lo que está ocurriendo hasta este momento. La línea de puntos azul corresponde a un escenario intermedio, que consiste en mantener un nivel constante de emisiones anuales y que llevará a sobrepasar el límite de las 450 ppm entre 2040 y 2050. La parte inferior, coloreada en azul oscuro es la que corresponde a emisiones asociadas a la producción de energía mientras que el resto está asociado a la emisión de otros gases o a cambios en la vegetación. Fuente: IEA-OECD analysis, WEO 2010

tese que, incluso en un país desarrollado y teóricamente preocupado por los problemas medioambientales, como Alemania, el cierre de centrales nucleares decidido tras el accidente de Fukushima se ha traducido en un aumento de las emisiones contaminantes al sustituir, en su mayor parte, la energía de origen nuclear por carbón y gas natural.

Todas las razones expuestas más arriba llevan a la conclusión de que es preciso un cambio radical de paradigma en nuestro esquema de aprovisionamiento energético. El cambio puede formularse de un modo simple: disminuir constante y significativamente el contenido de carbono de las fuentes de energía primaria, es decir, alejarse del modelo actual basado en los combustibles fósiles. La formulación del cambio es simple pero su realización práctica es extremadamente compleja, implicando cambios radicales en nuestros hábitos de comportamiento. Ese cambio no se está produciendo. Es más, algunos expertos piensan que, incluso en el mejor de los casos, ya es tarde para revertir el aumento del inventario de CO₂ en la atmósfera, que se mantiene ejerciendo su función de efecto invernadero durante siglos y que, junto con la reducción de emisiones hay que empezar a pensar en medidas de remediación.

A partir de las fuentes de energía disponibles, la materialización de ese cambio debería basarse en el ahorro y la eficiencia energética allí donde sea posible, la disminución del uso de los combustibles fósiles, o la sustitución del carbón por el gas natural, que emite aproximadamente la mitad de gases de efecto invernadero por unidad de energía generada que el carbón y el aumento de la importancia de las otras fuentes, nuclear y renovables. La Unión Europea ha condensado el inicio de ese cambio en lograr para 2020 una presencia del 20 % del consumo bruto de energía final procedente de fuentes renovables (nótese que se trata de energía final, no primaria ni electricidad), una disminución del 20 % en las emisiones de CO₂ respecto de 1990 y una disminución del consumo de energía del 20 % respecto de la tendencia de consumo sin ninguna medida correctora, el famoso 20-20-20 para 2020.

En lo que se refiere al primero de ellos, el aumento de energía renovable, la media europea a finales de 2011 estaba en el 13 % (en España, gracias al impulso dado a las energías renovables, esa cifra se encontraba en el 15,1 % y en el 16,2 % a finales de 2012). Es, por tanto, poco probable que se alcance en el conjunto de Europa. Para

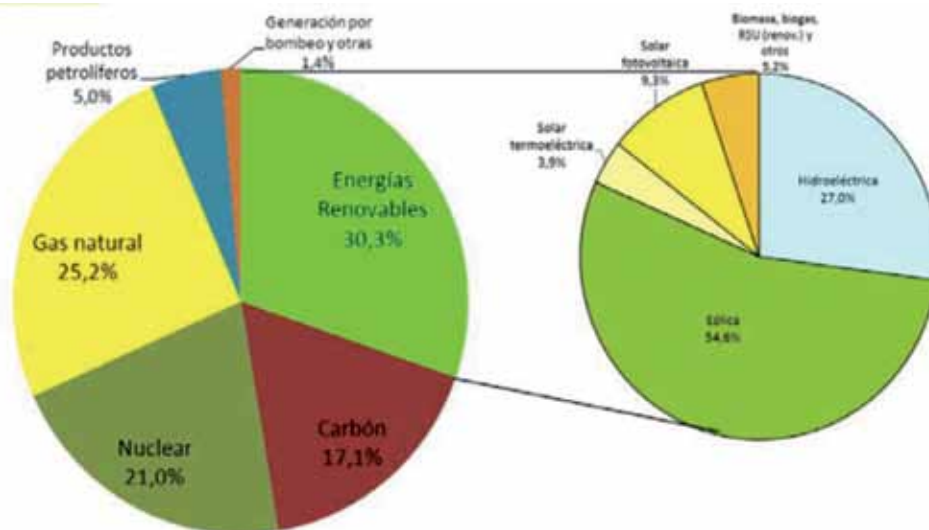


Fig. 2. Composición de la generación eléctrica por fuentes de energía en España en 2012. Fuente: Balance energético de 2012 y perspectivas para 2013. Club Español de la Energía

llegar a estas cifras, en términos de energía final, es preciso que la generación de electricidad tenga un componente claramente mayor de procedencia renovable, un 30 % en el caso de España, como puede verse en la figura 2, aunque en años precedentes ese porcentaje ha sido mayor (hasta un 33 %) debido a la mayor contribución de la energía hidroeléctrica, muy dependiente de la climatología. Por otro lado, Europa hoy es un actor secundario a nivel global, emitiendo alrededor de un 12 % del conjunto de las emisiones de origen energético en el planeta. Las razones de la falta de penetración significativa de las renovables están asociadas al coste, que hace que por ahora este tipo de energía no sea competitiva con la convencional, y la intermitencia, que dificulta el ajuste instantáneo entre producción y consumo que requiere la red de transporte de electricidad. Ambos extremos deben ser afrontados con avances tecnológicos, tanto para disminuir costes como para almacenar energía, y con una política decidida de apoyo de los poderes públicos para crear un mercado hoy inexistente.

Justamente, este impulso, que se ha traducido en incentivos a la producción renovable, ha tenido, como efecto

secundario, un encarecimiento de la producción que se ha traducido, en el caso de Alemania, en un aumento de la factura eléctrica para empresas y consumidores domésticos (no así para las grandes empresas que utilizan la electricidad de forma intensiva y que están exentas de contribuir a los sobrecostes generados por el apoyo a las renovables) y, en España, en el aumento del llamado déficit de tarifa.

La necesidad de poner coto al incremento de este déficit, que no es otra cosa que una deuda que los consumidores contraen con las empresas productoras de electricidad, ha llevado a poner freno a las ayudas a la producción renovable. Sin embargo, hay razones de peso para defender que una política de apoyo, diseñada de forma que no tenga los efectos que han llevado a la actual moratoria, es imprescindible en nuestro país. En efecto, necesitamos cumplir los compromisos con Europa, lo que sería imposible si no se sigue apostando por el crecimiento de las renovables; necesitamos disminuir la dependencia energética, que es actualmente la más alta de Europa y una hipoteca grave para nuestro desarrollo económico; necesitamos también mejorar nuestra balanza comercial, aumentando

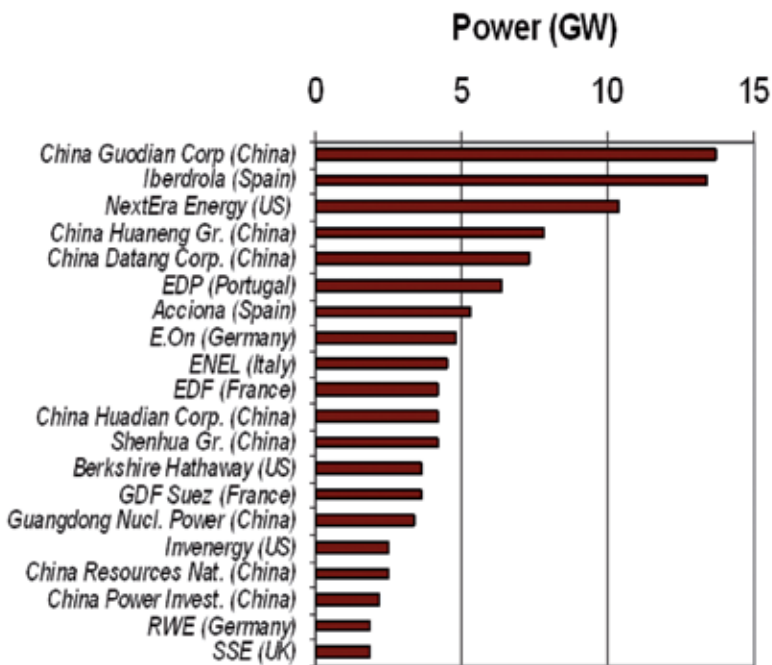


Fig. 3. Los principales promotores de parques eólicos en el mundo por orden de potencia instalada

las exportaciones de tecnología renovable y disminuyendo las importaciones de combustibles fósiles, y no podemos comprometer un nuevo sector industrial, de futuro, muy activo en su actividad exterior y que se ha conformado como uno de los más innovadores, ejerciendo, en algunas tecnologías renovables, el papel de líderes mundiales. Véase, por ejemplo, en las figuras 3 y 4 el prominente papel mundial jugado por dos empresas españolas en los ámbitos de las energías eólica y termosolar.

Independientemente de los obstáculos a corto plazo y las medidas que se tomen para paliar la carga económica del apoyo a las energías renovables, está claro que no podemos avanzar hacia el imprescindible cambio en el paradigma energético sin una fuerte presencia de las energías renovables que vayan sustituyendo progresivamente a los combustibles fósiles. De todas formas, y durante un prolongado periodo de tiempo, el cambio de carbón a gas natural para generar calor doméstico e industrial y electricidad será un elemento importante en el camino hacia una producción de energía más limpia. De hecho, uno de los países en los que se está produciendo una más clara descarbonización de las fuentes de energía es los EE. UU., no por motivos

medioambientales sino económicos al explotar masivamente el gas de esquisto, lo que ha llevado a una disminución notable de precios del gas natural (del orden de un cuarto del precio en Europa y un quinto o menos del precio en Asia) y sustituir en parte las viejas centrales de carbón por otras de gas, más limpias y eficientes.

La energía nuclear, por otra parte, contribuye también a la contención de las emisiones de gases de efecto invernadero y deberá seguir contribuyendo en el futuro. Sin embargo, la energía nuclear sufre de una pésima percepción pública que dificultará, y en algunos casos impedirá, su implantación, especialmente en Europa y Estados Unidos. En Asia, por el contrario, se está produciendo un despliegue de plantas nucleares de tercera generación dada su necesidad imperiosa de garantizar su creciente demanda energética. La negativa percepción pública de la energía nuclear se basa en la inseguridad de las instalaciones y en la generación de residuos radiactivos. El problema de la seguridad se ha agudizado tras el accidente de Fukushima, como ocurrió en el pasado con los accidentes de Chernobyl y Three Mile Island, aunque no es, a mi juicio, su mayor contraindicación. El análisis de



Fig. 4. Los principales promotores y proveedores de tecnología en el mundo en el ámbito de la energía termosolar por orden de potencia instalada o en construcción. Fuente: NREL, 2012



los efectos sobre la vida y la salud de las personas, en caso de accidente, muestran que son menos graves que la mayoría de las actividades industriales, aunque el coste económico y la complejidad y duración de los procesos de remediación son muy elevados, como está mostrando el caso de Fukushima. Para los residuos hay soluciones estudiadas y ensayadas que pueden resolver el problema, si no de una forma completa sí hasta que el desarrollo tecnológico (por ejemplo, de técnicas de separación y transmutación) permitan una solución más definitiva. Por último, la necesaria exigencia de más seguridad se está traduciendo en un aumento de costes de inversión que es, junto con la oposición pública a este tipo de tecnología energética, uno de los más importantes obstáculos para su despliegue.

Es posible que los reactores de cuarta generación, que aprovechan mejor el uranio natural, y que podría aprovechar también el torio como elemento fértil en reacciones de fisión, ocupen en el futuro el lugar de los que vayan llegando al final de sus vidas útiles. Además este nuevo tipo de reactores serán más seguros y generarán menos residuos y menos peligrosos. Desafortunadamente, su completo desarrollo requerirá un periodo de tiempo del

orden de décadas y no es seguro que vayan a jugar el papel potencial que podrían tener en el cambio hacia una economía baja en carbono. La fusión nuclear, que es, en principio, una fuente virtualmente inagotable y sin la mayoría de las contraindicaciones de la fisión, requiere de desarrollos tecnológicos de gran calado, de forma que no es previsible que se llegue a dominar como fuente de energía comercial hasta después del momento en que sea necesario tomar medidas drásticas en el esquema de aprovisionamiento energético.

En resumen, el problema de la energía y sus múltiples elementos (económicos, medioambientales, geoestratégicos y sociales) está ya hoy en el centro de las preocupaciones de los dirigentes y pensadores en todo el mundo y lo estará todavía más en el próximo futuro. Parece razonable pensar que, en el momento actual, todas las fuentes de energía son necesarias y no podemos permitirnos el lujo de prescindir de forma total de ninguna de ellas, pero el cambio en su importancia relativa, en el sentido de la disminución de las fuentes basadas en la combustión de compuestos de carbono y el aumento de todas las demás, debería ser claro y tener lugar de forma rápida, mucho más rápida de la que hoy está experimentando. **ROP**

Energía solar fotovoltaica



Fernando Briones Fernández-Pola

Doctor en Física

Profesor de Investigación del CSIC

Resumen

El importante papel que se espera juegue la energía solar fotovoltaica en el nuevo paradigma energético se basa, por un lado, en los rápidos avances de la I+D que han permitido obtener espectaculares eficiencias de conversión directa de la luz solar en energía eléctrica y, por otro, en el desarrollo de una industria de fabricación, china, de células y paneles fotovoltaicos a un coste tan bajo que ha adelantado el logro de un hito histórico: la paridad de coste del kWh solar/ kWh en la red eléctrica. Los argumentos en contra de la viabilidad en gran escala de esta tecnología quedan obsoletos y dan vía verde a su implantación, especialmente en países de economías emergentes.

Palabras clave

Energía solar fotovoltaica, nanotecnología, silicio, arseniuro de galio

Abstract

Expected relevant role, within the new energy paradigm, of photovoltaic (PV) solar energy is based on: First on the rapid advances of research and development in the PV field that have allowed spectacular high efficiencies for light to electricity conversion. Second, on the development of a low cost production industry, mainly in China, for PV cells and PV panels, resulting in a premature achievement of a mythical milestone: the grid parity (solar kWh/ grid kWh cost ratio). Arguments against viability of PV technology are now obsolete, opening the door for its large scale implementation, particularly at emergent economy countries.

Keywords

Solar photovoltaic power, nanotechnology, silicon, gallium arsenide

En el reciente Congreso Europeo de Energía Solar Fotovoltaica (EPSEC, octubre de 2013), asistimos a dos acontecimientos relevantes que justificarían, de entrada, la oportunidad de escribir las notas que siguen sobre el desarrollo de esa forma de energía y sobre su papel en el cambio de paradigma energético que irremediamente se está produciendo en el mundo y que, por supuesto, afectará también a España.

El primero es la concesión del Premio Becquerel, el más relevante que concede la Comisión Europea en tecnología fotovoltaica, al Prof. Gabriel Sala de la UPM, en reconocimiento de sus muchas aportaciones a la I+D en Energía Solar Fotovoltaica. El comité internacional decidió que la entrega del premio debía corresponder personalmente a otro español de enorme prestigio, el Prof. Antonio Luque, reconocido internacionalmente como pionero en este campo, creador del Instituto de Energía Solar de la UPM e impulsor de la empresa ISOFOTON, la primera y única empresa española que ha sido capaz de producir, con tecnología propia, células solares de silicio y más recientemente, células de concentración de alta eficiencia de arseniuro de galio.

El autor del presente artículo, investigador en nanotecnología de semiconductores III-V (arseniuro de galio, entre otros) del Instituto de Microelectrónica de Madrid-CSIC, quiere reseñar aquí, explícitamente, la importancia y la oportunidad de este reconocimiento internacional a la excelencia en el campo fotovoltaico de la actualmente tan maltratada investigación española.

El segundo acontecimiento podría describirse como la constatación pública de una evidencia ya conocida por algunos profesionales del sector, pero que solo se esperaba para el final de esta década: se ha alcanzado, ya en este

año 2013, la paridad entre el coste de la energía eléctrica solar fotovoltaica y el precio medio de la energía eléctrica en red producida mediante tecnologías convencionales. Este hecho, sin duda adelantado por la intervención en el mercado energético de un nuevo, insospechado y descomunal actor, el poder del desarrollo tecnológico e industrial y del agresivo capitalismo de estado de China, supone una revolución, no solo, como veremos, para los países en desarrollo sino también para los más avanzados: la energía solar fotovoltaica es ya una realidad que compete en el mercado internacional con un coste por vatio no solo inferior a la cota establecida durante muchos años como mítico umbral de competitividad para las células fotovoltaicas, 1US\$/W, sino ya por debajo de los 0,6 €/W para paneles completos de silicio monocristal o policristalino, con una eficiencia del orden del 15 %-20 %. Más aún, en el caso de paneles solares de película delgada con eficiencias superiores al 10 %-15 % en climas con nubosidad variable como el de Alemania y con una vida útil de más de 20 años, el precio en el mercado Europeo llega a ser inferior a los 0,5€/W.

Por otro lado, en sistemas fotovoltaicos de concentración, con células de multiunión de alta tecnología desarrolladas en Europa, se ha registrado un increíble récord del 44,7 % de eficiencia, lo que implica sean ya competitivas en climas de alta insolación directa como es el de Almería en nuestro país o el de grandes áreas de California y Arizona en EE. UU.

Estamos pues ante un hito histórico que, sin duda, puede contribuir a cambiar el paradigma energético del mundo antes de lo esperado. En lo que sigue daremos razones y detalles de este hecho.

El Sol

El 90 % de la energía que utilizamos actualmente en el mundo procede de los combustibles fósiles acumulados bajo tierra a lo largo de muchos millones de años. Las bacterias primitivas y luego las algas verdes y la vegetación han sintetizado esa materia orgánica a partir, principalmente, de procesos fotoquímicos, posibles en la nanoescala con el aporte de la energía de la luz solar. A pesar del reducido tamaño de esos nanorreactores, el impacto de la fotosíntesis sobre el planeta ha sido y es enorme: ha generado la materia prima que alimenta la vida y, más aún, ha sintetizado como subproducto todo el oxígeno que respiramos. El proceso es globalmente tan eficiente, que todo ese oxígeno que, por cierto, también estamos quemando (se necesitan

dos átomos de oxígeno por cada molécula de CO₂), se va renovando continuamente en la atmósfera con un ciclo de aproximadamente 5.000 años.

Sin embargo, la fotosíntesis de las algas y de la vegetación solo utiliza una mínima parte, un 0,5 % de la energía de la radiación solar que llega a la superficie de los continentes y de los mares. El resto de esa energía genera calor y da origen a la evaporación, los vientos y las corrientes de agua que se aprovechan mínimamente como energías eólica e hidráulica. Una gran parte de la energía incidente del Sol, del orden de un 30 %, es reflejada por las nubes y los hielos y el 70 % restante, reemitida en forma de radiación infrarroja hacia el espacio. La quema de los combustibles fósiles, biocombustibles, residuos y la contribución de las energías eólica e hidráulica que utilizamos los humanos suponen en total solo un 0.01 % de la energía solar recibida.

Estrictamente, todas las energías renovables (con excepción de la geotérmica, la mareomotriz y la energía nuclear de fisión) proceden de la energía de la estrella Sol, un reactor natural de fusión nuclear de hidrógeno con una potencia de $3,84 \times 10^{17}$ GW (1GW es la potencia de una central nuclear grande) que funciona sin problemas desde hace 4.500 millones de años y que suministra a nuestro planeta un flujo de energía de 1,35 kW/m². La Tierra posee un escudo magnético, como el de las naves espaciales en las historias de ciencia ficción, que nos protege del bombardeo de partículas, principalmente protones, que escapan del Sol, y una atmósfera que absorbe las radiaciones ionizantes. La estrella Sol es un reactor de fusión perfecto (ver tabla 1) desde nuestro punto de vista como seres vivos. Nuestro ecosistema, además por efecto de la evolución, está adaptado con precisión al flujo de energía incidente, a su composición espectral y a sus variaciones estacionales y diurnas.

De acuerdo con esta evidencia, no sería necesario ni aconsejable perturbar este perfecto y complejísimo sistema mediante la introducción de nuevas y poderosas fuentes de energía artificiales, como podrían ser en el futuro los reactores de fusión en la Tierra, aunque fueran capaces de evitar la quema de los combustibles fósiles. En principio, como modelo, sería preferible aprender a captar y a utilizar de forma eficiente y respetuosa una pequeña parte de la energía solar para cubrir las necesidades reales de energía de una utópica y avanzada sociedad. Obviamente, estamos de acuerdo en que esto es imposible en el escenario actual.

Tabla 1. Especificaciones técnicas del reactor natural de fusión termonuclear SOL

Potencia	3,84x10 ¹⁷ GW (1GW es la potencia de una central nuclear grande)
Combustible	Hidrógeno
Residuos radioactivos	Ninguno
Tiempo de funcionamiento	4.500 millones de años
Vida probable sin averías	1.000 millones de años
Distancia media a la Tierra	1,496x10 ⁸ km
Distribución de energía	Radiación electromagnética
Temperatura efectiva	5.780K (cuerpo negro)
Inclinación del plano ecuatorial con respecto a la eclíptica	23° 26´ 54´´
Constante solar	1,353 kW/m ² media (1,410 en invierno - 1,309 en verano)
Elementos de seguridad (en la Tierra)	- Escudo magnético frente a protones de alta energía (ionosfera) - Absorción de radiaciones UV ionizantes en la alta atmósfera

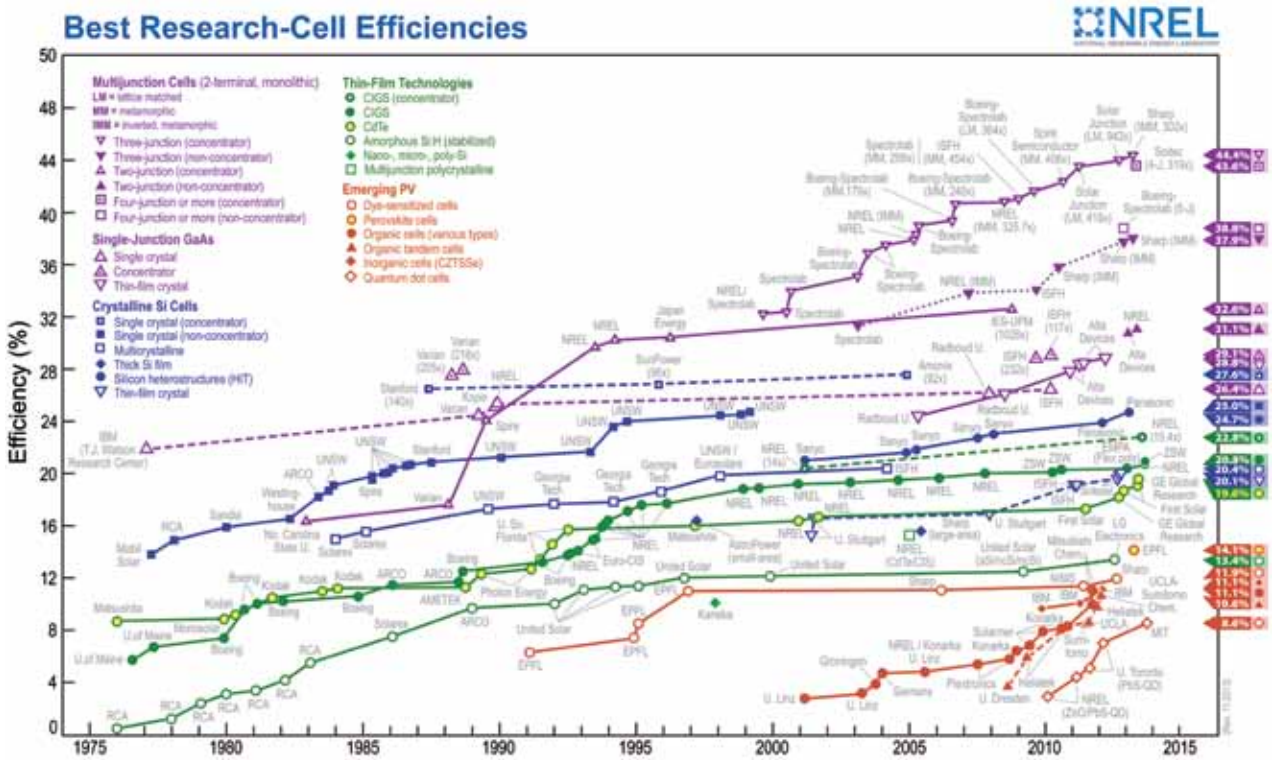


Fig. 1. Evolución de la eficiencia de células fotovoltaicas NREL 2013



Fig. 2. Panel concentración solar IES UPM

Un nuevo modelo energético

El anterior modelo energético ideal y objetivo a largo plazo para un desarrollo sostenible del mundo, cuenta ahora con un aliado decisivo, el rapidísimo ritmo de evolución de la ciencia y de la tecnología, mantenido por los intereses del mercado. Si somos capaces de mantener este ritmo unos años más, sin que algún loco nos haga caer de nuevo en una Edad Media, la ciencia hará evidente la superioridad de este modelo por tener ventajas sociales y medioambientales incontestables y nos permitirá aprender a ponerlo en práctica.

Células fotovoltaicas

A corto y medio plazo, los dispositivos de estado sólido más competitivos para la captación y conversión directa de luz en electricidad son las células solares fotovoltaicas. Se trata de dispositivos que convierten no el calor, sino directamente la energía del cuanto de luz, el fotón, en energía eléctrica, por un proceso puramente cuántico de generación de pares electrón-hueco en un diodo semiconductor. El rendimiento práctico de conversión de la radiación solar en energía eléctrica mediante las actuales células comerciales

de silicio oscila entre un 15 % y un 20 %, según la tecnología elegida y el fabricante. Su coste energético, es decir, el tiempo que deberían funcionar para devolver la energía empleada en la fabricación de un módulo completo, oscila entre 1,5 y 3,5 años y su tiempo de vida útil garantizado es de 25 años. Sin embargo, la tecnología tiene todavía mucho recorrido. Las células solares más avanzadas actualmente, las células multiunión o células tándem en concentración, ya superan el 44 % de rendimiento aun cuando se basan todavía en el dispositivo semiconductor más elemental, el diodo. Nada impide, sin embargo, desarrollar, con ayuda de las nanotecnologías, otros conceptos más sofisticados como la nanofotónica, las nanoantenas, hilos y puntos cuánticos, rectificadores moleculares, etc. y conseguir en la práctica unos rendimientos efectivos del orden del 50 %. Por no cansar al lector con demasiados detalles técnicos, le remitimos a la figura 1 donde puede ver el progreso de la eficiencia correspondiente a las distintas líneas evolutivas de la diversidad de células solares que compiten en esta carrera. Hace poco se pensaba que, incluso en el caso de que su coste pudiera descender de forma significativa, la



**Fig. 3. Reactor MBE del
IMM-CSIC**

implantación de la energía fotovoltaica en gran escala se vería siempre muy limitada por las enormes inversiones requeridas y la escasez de capitales disponibles como consecuencia de la crisis financiera.

Pero la realidad, tras haber transcurrido sólo un par de años, demuestra que estábamos equivocados. Por un lado, el precio real de los paneles fotovoltaicos en el mercado ha caído tanto, por motivos insospechados pero reales, que ya se ha alcanzado la mítica paridad de red. Obviamente, se entiende que la paridad de red a que nos referimos, es decir, la igualdad entre el coste del kWh producido por una instalación solar propia y lo que se paga por el kWh a la compañía eléctrica suministradora, corresponde a condiciones y costes de países con economías avanzadas como las de Europa, Estados Unidos o, tal vez, el nuestro.

Sin embargo, para los países en desarrollo y economías emergentes que, por cierto, en su mayoría están situados en una franja geográfica con unos niveles de radiación solar bastante más elevados y más constantes a lo largo del año

que en nuestras latitudes, este criterio de paridad, no por cumplirse con más margen, puede ser aceptado como el más significativo. Hay otros muchos factores a tener en cuenta cuando, por ejemplo, el problema es cómo abordar la progresiva electrificación de un país para dar cobertura a una población dispersa geográficamente o concentrada en ciudades muy extendidas, de rápido crecimiento y con edificación de baja altura. En este caso, la posibilidad de recurrir a la instalación de paneles y sistemas fotovoltaicos distribuidos en microrredes locales puede contribuir a aliviar la necesidad de crear nuevas y costosísimas redes eléctricas centralizadas de alto coste inicial y arriesgada financiación. Pero, además, se presenta una circunstancia completamente anómala: la fuente energética de origen es gratuita, está garantizada, es sostenible a largo plazo, no depende de los avatares de las importaciones ni de la economía y está distribuida ya, sin cables, de forma natural.

Por otro lado, las inversiones necesarias para su aprovechamiento también van a estar distribuidas y van a ser inicialmente limitadas para ir creciendo progresivamente

a medida que vaya aumentando el nivel económico de las poblaciones.

Se trata, pues, de lo que se vislumbra como un “Nuevo Paradigma Energético”, basado en la disponibilidad de una “Energía democrática”, no centralizada y que se podría financiar “democráticamente” mediante créditos directos al usuario final, un ciudadano o una empresa, propietarios de la instalación solar y, por tanto, con capacidad de control y responsabilidad sobre la inversión.

No es de extrañar, por tanto, el gran interés que ha despertado ya este modelo energético en algunos medios financieros, particularmente los de países con una desequilibrada balanza comercial exportadora y con sobreproducción de células solares; interés que coincide precisamente ahora con una superabundancia de dinero acumulado por un capitalismo de Estado que es capaz de generar la enorme capacidad de crédito requerida.

Ninguno de estos factores había sido tenido en cuenta por los que consideraban la energía solar como una utopía de futuro. Ni siquiera los mayores defensores de la globalización y de las ventajas de la libre competencia podían prever las consecuencias de esa globalización, no solo del comercio y de los medios de producción industrial, sino también de la I+D en tecnologías avanzadas. Si hace unos años se pensaba que los avances científicos y tecnológicos se desarrollarían siempre en los centros de investigación y empresas de Europa y Estados Unidos para que luego esas empresas establecieran su producción en países de mano de obra abundante y barata, resulta ahora que, particularmente en el campo de la microelectrónica de consumo, de las comunicaciones y de las células solares, la actividad de I+D se ha globalizado y desplazado también hacia el Oriente con las consecuencias que ya se están haciendo evidentes.

Es obvio ahora que la naturaleza del nuevo modelo energético es muy distinta de la que inspira el modelo ideal de negocio de las grandes compañías eléctricas en el que el consumidor es totalmente dependiente de un suministrador que suele ser propietario, a la vez, de la fuente energética, de la tecnología y de los medios de producción, distribución y gestión de la red mientras que el cliente es cautivo de su necesidad y está obligado a pagar los diezmos que establezcan los monopolios energéticos. De ahí que la energía solar haya tenido siempre mala prensa y sea todavía, para las masas y para los políticos, una hermosa utopía

de futuro, a pesar de la evidencia de sus posibilidades tecnológicas reales.

Por otro lado, está claro que, siendo realistas, no nos podemos hacer ilusiones. Como bien dicen algunos sabios amigos, hay que hacer números, y no es fácil hacerlos con sistemas tan grandes, tan complejos, tan interconectados y con tantos y tan imprevisibles actores (ya lo estamos viendo), como es la red mundial de suministro, distribución y consumo de energía.

En países en desarrollo los números resultan fácilmente positivos. La opción fotovoltaica distribuida junto a la hidráulica y la eólica parecen las más adecuadas para una producción sostenible que no requiera, al menos inicialmente, la instalación difícilmente financiable de cientos de discutidas centrales y unas redes de distribución muy costosas. Curiosamente, por tanto, el cambio de paradigma energético va a afectar, sobre todo, a los países y economías emergentes que van a tener ahora la ocasión de aprender (a la fuerza) de nuestros errores y plantearse unas políticas energéticas mucho más razonables.

En conclusión, la tecnología fotovoltaica solar está demostrando ser viable técnica y económicamente y a partir de ahora su contribución al nuevo paradigma energético va a depender, sobre todo, de factores sociales y de política económica muy ajenos al progreso imparable de la ciencia y tecnología. Los mismos factores que han sido culpables del injustificado retraso del desarrollo de la energía solar, parece que ahora le son favorables (2). **ROP**

Referencias

PV Status Report, 2013, Arnulf Jaeger-Waldau JRC, <http://iet.jrc.europa.eu/renewable-energies>

Global Trends in Renewable Energy Investment, 2013, <http://www.fs-unep-centre.org>

Energía España 2011, http://www.minetur.gob.es/energia/es-ES/Documents/Energia_Espana_2011_WEB.pdf

El papel de la hidroelectricidad en el contexto de las energías renovables en España



José Román Wilhelmi Ayza

Doctor Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos

Departamento de Ingeniería Civil. Hidráulica y Energética. Escuela de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos. Universidad Politécnica de Madrid

Resumen

En este artículo se discute el papel de la energía hidroeléctrica en el marco del sistema eléctrico español, donde existe una elevada penetración de energías no gestionables con una tendencia clara a aumentar en los próximos años. El desarrollo de nuevas centrales hidroeléctricas se basará probablemente en centrales reversibles. La energía hidroeléctrica es una tecnología madura y eficiente para el almacenamiento de energía a gran escala y contribuye por tanto de manera decisiva a la integración de fuentes renovables no gestionables. Los beneficios obtenidos con la operación punta-valle pueden ser insuficientes para compensar el coste de una nueva central. Sin embargo, los ingresos obtenidos pueden incrementarse sustancialmente mediante su participación en los servicios de ajuste del sistema. Ello requeriría un diseño apropiado del mercado eléctrico. La contribución de las centrales hidráulicas reversibles al balance producción-consumo puede extenderse a las horas valle utilizando, bien bombeo en velocidad variable o bien una configuración de cortocircuito hidráulico. La necesidad de mitigar los efectos hidrológicos aguas abajo de las centrales hidroeléctricas puede introducir algunas restricciones en la operación que limitaría de algún modo los servicios descritos más arriba. Sin embargo, cabe esperar que los efectos ambientales provocados por las centrales hidráulicas reversibles sean significativamente menores.

Palabras clave

Energía hidroeléctrica, servicios de ajuste, centrales reversibles, régimen hidrológico

Abstract

In this paper the role of hydropower in electric power systems is discussed, in the framework of the Spanish system, where a high penetration of intermittent power sources exists, showing a clear trend to increase in next years. The development of new hydro power facilities will be likely based on pumped storage hydro power plants. Hydropower is a mature and efficient technology for large-scale energy storage and therefore represents a key contribution for the integration of intermittent power sources, such as wind or photovoltaic. The benefits obtained from load shifting may be insufficient to compensate the costs of a new plant. However, the obtained revenues can significantly increase through its contribution to providing ancillary services. This would require an appropriate design of the electricity market. The contribution of pumped storage hydro power plants to balancing services can be extended to off-peak hours, using either variable speed pumping or the hydraulic short-circuit configuration. The need to mitigate hydrological effects downstream of hydro plants may introduce some operational constraints which could limit to some extent the services described above. However environmental effects caused by pumped storage hydro power plants are expected to be significantly smaller.

Keywords

Hydropower, ancillary services, pumped storage hydro power plants, hydrological regime

1. Introducción

En el sector eléctrico español la energía hidroeléctrica tiene una participación notable, con una potencia instalada al 31-12-2012 de 17.057 MW (sin considerar bombeo puro), que equivale al 16,75 % de la total. La potencia instalada en las restantes tecnologías renovables (eólica, fotovoltaica, solar termoeléctrica, térmica renovable) es de 29.824 MW, lo que

representa un 29,3 % del total. La máxima demanda histórica de potencia instantánea fue de 45.450 MW en 2007 [1].

En cuanto a la cobertura de la demanda de energía, la participación de la generación hidroeléctrica depende del estado hidrológico, con porcentajes de la generación neta total que, en los últimos 5 años, van desde el 15,7 % del año 2010 hasta

el 7,7 % del año 2012¹; en estos mismos años, la cobertura de las restantes fuentes renovables fue, respectivamente del 19,8 % y del 24,3 % [1].

Las cifras anteriores ponen de manifiesto la importancia relativa de la generación hidroeléctrica, en potencia y energía, dentro de la aportación actual de las fuentes renovables al sistema eléctrico.

La evolución prevista de la potencia instalada hidráulica, según el Plan de Energías Renovables 2011-2020 [2], viene dada por la tabla 1. El desarrollo de la generación hidráulica se basaría en infraestructuras del estado existentes, adición de grupos para la turbinación de los caudales mínimos ambientales, centrales fluyentes, rehabilitación y repotenciación de centrales.

Potencia instalada hidráulica	Potencia (MW)	Potencia (MW) Previsión 2020
> 50 MW	10.900	11.900
10 – 50 MW	3.100	3.600
< 10 MW	1.900	2.600
Total	15.900	18.100

Tabla 1. Potencia hidráulica en el escenario óptimo (Plan de Energías Renovables 2011-2020)

En la tabla 1 se aprecia un crecimiento bastante limitado de la potencia hidroeléctrica, considerablemente inferior al previsto para las restantes fuentes renovables: la generación eólica pasaría de 20.745 MW (2010) a 35.750 (2020); por su parte, en el año 2020 la generación fotovoltaica y la solar termoeléctrica alcanzarían 7.250 MW (3.787 en 2010) y 4.800 MW (632 en 2010), respectivamente y la biomasa crecería en un factor 2,5 [2].

Por tanto, la generación hidroeléctrica, aunque tiene actualmente un papel relevante dentro del conjunto de las fuentes renovables, muestra una tendencia a reducir sustancialmente su participación. Sin embargo, la penetración creciente de generación no gestionable como la eólica y la fotovoltaica, requieren aumentar la capacidad de regulación del sistema para garantizar el balance instantáneo producción-consumo. A ello contribuyen ventajosamente la generación hidroeléctrica con embalse regulador y especialmente las centrales hidráulicas reversibles. En estas últimas, el ciclo turbinación-bombeo implica pérdidas de energía del orden del 20 %-25

%, pero introducen capacidad del almacenamiento de energía en el sistema, lo que permitiría aprovechar la disponibilidad de energías renovables no gestionables, en momentos en que el sistema no puede absorber dicha energía.

Dentro de las centrales hidráulicas reversibles hay que destacar las de bombeo puro que son meros almacenadores de energía, ya que el embalse superior no tiene aportaciones naturales. El citado Plan de Energías Renovables 2011-2020, prevé un incremento considerable de la potencia instalada de este tipo de centrales, pasando de 2.700 MW en 2010 a 8.850 MW en 2020 [2].

En los siguientes apartados se detallan estos aspectos y se discute la contribución de la generación hidroeléctrica a la operación del sistema eléctrico.

2. La generación no gestionable en la operación del sistema eléctrico

En el RD 661/2007 [3] se define la generación no gestionable como "...aquella cuya fuente primaria no es controlable ni almacenable y cuyas plantas de producción asociadas carecen de la posibilidad de realizar un control de la producción siguiendo instrucciones del operador del sistema sin incurrir en un vertido de energía primaria, o bien la firmeza de la previsión de producción futura no es suficiente para que pueda considerarse como programa." A esta categoría pertenecen las energías solar y eólica, así como la hidráulica fluyente o la asociada a embalses cuyo uso principal es diferente del energético.

Una parte sustancial del desarrollo de la generación hidroeléctrica previsto en el Plan de Energías Renovables 2011-2020, al que se ha hecho referencia en el apartado 1, es de carácter no gestionable. En este tipo de centrales hidroeléctricas el empleo de generación con velocidad variable puede aportar ventajas significativas, especialmente en aquellos casos en que exista una importante variabilidad en las condiciones de operación. En la referencia [4] puede verse un estudio experimental de la operación con velocidad variable de una turbina de hélice, estimándose los incrementos de producción en un caso ejemplo; en [5,6] se describen los ensayos realizados en un modelo de laboratorio de una central fluyente de pequeño salto, utilizando la misma turbina. Es destacable que el nivel en el azud se controla mediante la velocidad del grupo, en lugar de utilizar el órgano de regulación del caudal, que se ajusta más lentamente para optimizar el rendimiento. Un esquema de control similar

se puso en funcionamiento en 2006, en una central de bajo salto en Finlandia [7] y se ha aplicado recientemente en la rehabilitación de una central fluyente en el río Tajo.

En general, en las centrales hidroeléctricas construidas en aprovechamientos existentes, la generación debe adaptarse al uso principal de la instalación, con lo cual este tipo de centrales debe incluirse en el grupo de energías no gestionables. En la referencia 8 se presenta un estudio de las ventajas que ofrece la generación en velocidad variable en centrales asociadas a embalses de regadío, donde el régimen de caudales turbinados viene impuesto por las necesidades de riego.

Dentro de las energías renovables, los mayores incrementos previstos en la potencia instalada corresponden a la energía eólica, que también es de carácter no gestionable, por lo que pueden darse situaciones de demanda punta coincidiendo con valores reducidos de la generación eólica y viceversa (figura 1).

En general, los mínimos técnicos de los grupos térmicos son relativamente altos por lo que, para aprovechar íntegramente la disponibilidad del recurso eólico, puede ser necesario desconectar algunos grupos térmicos en horas valle y reconectarlos en horas punta. La alternativa es desconectar algunos parques eólicos, dando lugar a lo que se denomina vertidos eólicos.

3. La energía hidroeléctrica en la operación del sistema eléctrico

La capacidad de regulación de las centrales hidroeléctricas con embalse asociado les permite adaptarse a la evolución de las condiciones de operación del sistema que en un mercado eléctrico, se reflejan en los precios horarios. En las referencias 9 y 10 se describen modelos de explotación detallados que permiten determinar la operación óptima de una central hidroeléctrica como 'tomadora de precios' en el mercado diario.

Esta flexibilidad en la operación constituye una ayuda importante a la operación de sistemas con alta penetración de energías no gestionables. Las centrales hidráulicas reversibles son especialmente adecuadas para realizar esta tarea, ya que suministran al sistema capacidad de almacenamiento de energía. Conviene destacar que, en la actualidad, esta es la única tecnología madura de almacenamiento en gran escala y la más eficiente en términos de pérdidas y costes de capital [11].

En la referencia 12 se presenta el estudio de la contribución de una central hidráulica de bombeo puro a la reducción de los costes de la cobertura de la demanda de un sistema aislado con generación térmica, en varios escenarios de demanda y de penetración eólica. Los resultados muestran una reducción en los costes de generación creciente con el

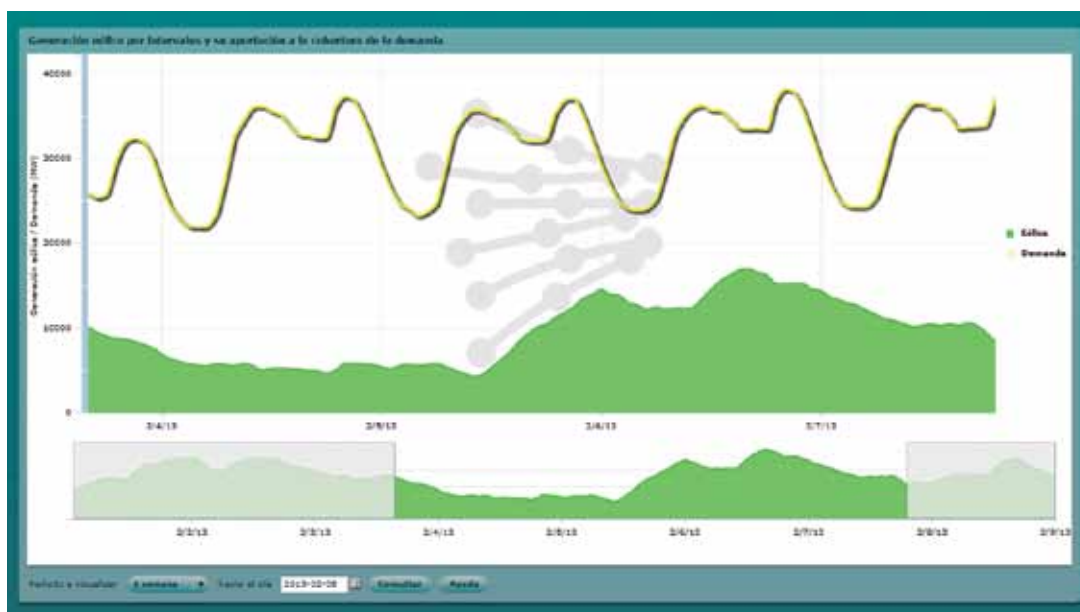


Fig. 1. Seguimiento de la demanda de energía eléctrica. Generación eólica (color verde) y demanda (color amarillo)
Fuente: Red Eléctrica de España (<https://demanda.ree.es/eolicaEntreFechas.html>)

nivel de penetración eólica y una tasa anual de recuperación de la inversión entre el 1 % y el 3 %. Esto indica que es necesario remunerar todos los servicios que proporciona la planta al sistema eléctrico, ya que los beneficios que se derivan del desplazamiento temporal de la energía renovable no gestionable disponible pueden ser insuficientes para hacer viable la inversión. También hay que destacar que la utilización de la capacidad de almacenamiento de la central permite reducir los márgenes de potencia con los que operan los grupos térmicos, lo que contribuye a evitar vertidos eólicos, con la consiguiente reducción en la emisión de gases de efecto invernadero.

En 13 se presenta un estudio similar al anterior, en un contexto de mercado, llegando a la conclusión de que, incluso en condiciones favorables en cuanto al coste de la inversión y el tipo de interés, se trata de una inversión sujeta a riesgo en la mayor parte de los mercados.

En 14 se considera la operación coordinada de un parque eólico y una central reversible en el mercado ibérico, resaltando las ventajas de esta opción. En el modelo descrito en detalle en la referencia 15 se comparan tres estrategias de ofertas; los resultados obtenidos en un caso de estudio en España muestran que la oferta conjunta con conexión física entre ambas instalaciones es la más eficiente, reduciéndose los desequilibrios en el sistema.

A las consideraciones anteriores hay que añadir que la elevada penetración de energías no gestionables puede incrementar las necesidades de reserva para la regulación frecuencia-potencia y la gestión de desvíos, que tienen como objeto compensar los desequilibrios producción-consumo. En la referencia 16 se estima en 0,1 h (a falta de un análisis estadístico) la constante de tiempo para una variación del 100 % al 10 % de la potencia nominal para uno o varios parques eólicos próximos.

En los servicios citados, la generación hidroeléctrica juega un papel importante, dentro del conjunto de las energías renovables [11]. En general, ofrecen muy buena respuesta en la regulación frecuencia-potencia, suministrando inercia al sistema por utilizar generadores síncronos directamente acoplados a la red. Asimismo contribuyen al control de tensiones inyectando o absorbiendo potencia reactiva. Las centrales hidroeléctricas asociadas a un embalse pueden proporcionar reservas de capacidad sin consumo adicional de combustible; pueden arrancar en pocos minutos con

costes reducidos de arranque y parada; permiten disminuir los tiempos necesarios para la reposición del servicio tras un incidente. En este sentido, es significativo el papel que les asigna el operador de sistema eléctrico español en situación de alerta de cobertura de la demanda a corto plazo [17].

En la referencia 18 se presenta un estudio detallado de la respuesta dinámica de una central hidroeléctrica para evaluar su contribución a la reserva de regulación secundaria. En la figura 2 se muestra la respuesta de la central considerada como ejemplo en el citado estudio, tras la conexión brusca de una carga en el instante $t=50$ s que provoca una rápida reducción en la frecuencia del sistema. En los primeros instantes, después de la perturbación, se aprecian las oscilaciones debidas a la regulación primaria que se amortiguan rápidamente. Aunque la potencia nominal de la central hidroeléctrica es solamente el 18,4 % de la potencia instalada total, dicha central es la única que interviene en este caso en la regulación secundaria del sistema. En la evolución de la frecuencia que muestra la figura 2, se comprueba que la respuesta cumple las condiciones requeridas por REE para la prestación del servicio de regulación secundaria [19]; la curva de trazos en la parte inferior de la figura representa la respuesta requerida por REE.

En cuanto a las centrales hidráulicas fluyentes, en general, no participan en los servicios de regulación, ya que no cuentan con capacidad de almacenamiento y deben funcionar adaptando en todo momento su producción al caudal del río. Por ello, el control de estas centrales se basa en mantener el nivel en el azud o en la cámara de carga. En centrales en derivación con chimenea de equilibrio es necesario analizar con detalle la estabilidad de la regulación [20]; en la referencia 21 se propone un criterio para el ajuste del controlador en una central con esa configuración.

Las centrales reversibles, cuando funcionan en modo generación, intervienen en la regulación secundaria como las centrales convencionales. Sin embargo, en modo bombeo, suelen operar en un punto de funcionamiento fijo que corresponde al óptimo de la bomba. Esta limitación puede ser importante en situaciones con fuerte penetración eólica en horas valle, como sucede en el ejemplo de la figura 1 en las horas valle de los dos últimos días que muestra el diagrama. Por ello, existe un interés creciente en dotar a las centrales reversibles de capacidad de regulación en bombeo.

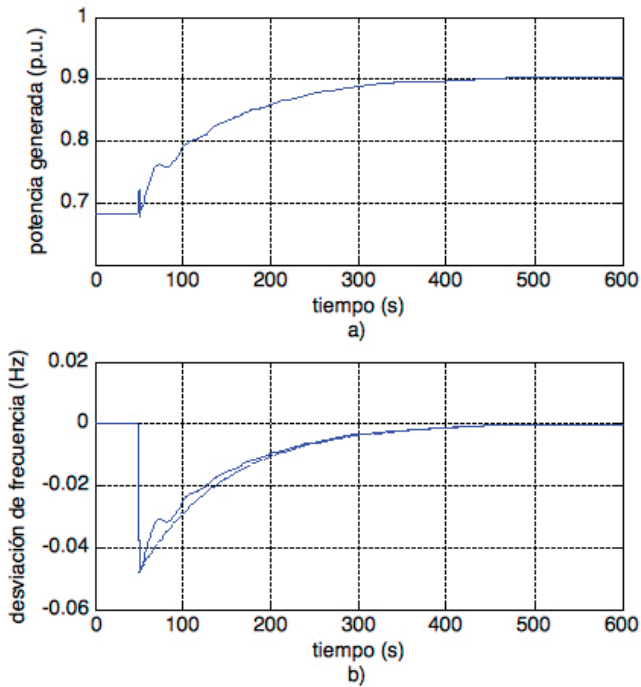


Fig. 2. Respuesta de una central hidroeléctrica con regulación secundaria
 a) potencia generada (p.u., base potencia nominal)
 b) desviación de frecuencia (Hz)
 En $t=50$ s se produce la conexión de una carga
 La curva de trazos indica la respuesta exponencial con $T=100$ s

Una posibilidad es utilizar accionamientos de velocidad variable [22,23]. Para valores moderados de la potencia, se puede utilizar un convertidor de frecuencia de ‘potencia plena’; es decir, que se conecta directamente al estator y está dimensionado para el 100 % de la potencia del motor. Cuando se trata de potencias elevadas, en general, es más ventajoso recurrir a la máquina de inducción ‘doblemente alimentada’, ya que el convertidor de frecuencia se conecta al rotor y se dimensiona para una fracción de la potencia total de la máquina. Esta tecnología ha sido ampliamente desarrollada en los últimos años para los aerogeneradores. Existe otra posibilidad que no requiere utilizar convertidores de frecuencia. Se trata de derivar una parte del caudal bombeado para impulsar la turbina. Las tres máquinas, bomba (B) – turbina (T) – generador/motor (G/M) (Fig. 3), están acopladas al mismo eje.

La magnitud del caudal derivado puede modificarse mediante el órgano de regulación de la turbina, con lo cual la

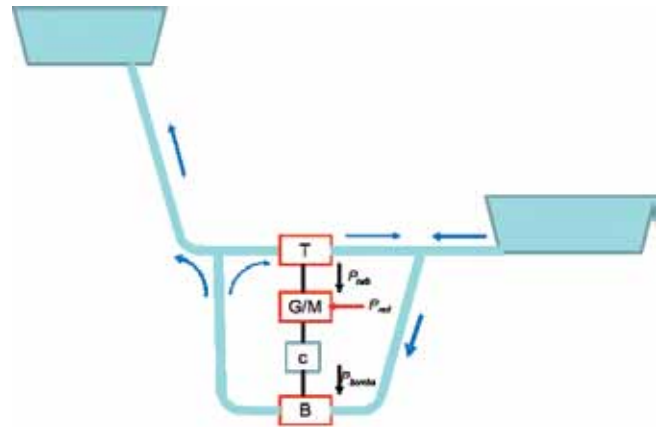


Fig. 3. Concepto de ‘cortocircuito hidráulico’.
 B: bomba; T: turbina; G/M: generador/motor; c: convertidor de par
 La potencia absorbida de la red es $P_{red} = P_{bomba} - P_{turb}$

potencia consumida por la máquina eléctrica (consumo de la bomba – producción de la turbina) es variable, aunque la bomba opere en un punto de funcionamiento fijo. La configuración descrita recibe el nombre de ‘cortocircuito hidráulico’ y constituye una opción interesante para la regulación en modo bombeo de las centrales reversibles. La central Kops II de la compañía Voralberger Illwerke AG (figura 4) utiliza este esquema que permite suministrar energía de punta y regulación al mercado europeo [24].



Fig. 4. Emplazamiento de la central de Kops II
 Fuente: Google Maps

En el mercado eléctrico se retribuye, además de la energía generada, la participación en los servicios de ajuste del sistema, lo cual puede suponer un elemento esencial en los estudios de viabilidad de nuevas instalaciones.

En la referencia 25 se estudia el caso de una central reversible que efectúa ofertas en los mercados ibéricos de energía y servicios de regulación, con el resultado de que es este último el que aporta mayores beneficios.

Actualmente, dentro de un proyecto perteneciente al Plan Nacional de I+D+i [26], se está estudiando la participación de las centrales hidráulicas reversibles en los servicios de ajuste del sistema, teniendo en cuenta las configuraciones citadas para la regulación en modo bombeo. Los resultados que se espera obtener permitirían evaluar la viabilidad de este tipo de instalaciones a partir de la retribución que obtengan en el mercado eléctrico, tanto por el desplazamiento de la energía hacia las horas de mayor demanda, como por su contribución a la regulación del sistema.

4. La operación de centrales hidroeléctricas y el régimen hidrológico

Entre los temas clave indicados en el informe de la International Energy Agency (IEA) sobre hidroelectricidad [27], cabe destacar el requerimiento de que en los proyectos hidroeléctricos, en los aspectos relativos tanto al diseño como a la operación, se deben mitigar o compensar los impactos sobre el medio ambiente.

Como se ha visto en el apartado anterior, las centrales hidroeléctricas con embalse pueden adaptar con facilidad su producción a las variaciones de la demanda o de los precios del mercado. En lo que se refiere al régimen hidrológico, la operación de esas centrales hidroeléctricas provoca alteraciones del régimen de caudales aguas abajo en varias escalas de tiempo, que incluyen la estacional, mensual, diaria y horaria, con las consiguientes repercusiones negativas sobre los ecosistemas fluviales. Los efectos de la operación en puntas (*hydropeaking*) sobre el ecosistema fluvial no están claramente establecidos, aunque se han observado determinados efectos [28].

Por otra parte, al modificar la operación de la central para mitigar los citados efectos, lógicamente disminuye el valor económico de su contribución a la operación del sistema; en este sentido, conviene tener en cuenta que el precio horario de la energía en el mercado constituye una señal de las necesida-

des del sistema eléctrico en ese momento. También hay que resaltar que, si se efectúan las operaciones de seguimiento de carga con otras centrales menos eficientes para esta tarea, pueden originarse efectos ambientales desfavorables.

Existe entonces un compromiso entre determinados aspectos de la operación del sistema eléctrico y los efectos ambientales de las modificaciones del régimen de caudales. Un planteamiento basado en una optimización multiobjetivo no es posible por la falta de una herramienta predictiva que permita cuantificar los efectos de los cambios horarios de caudal. Por ello, es frecuente considerar los objetivos ambientales como restricciones, en vez de incluirlos en la función objetivo.

Para mitigar estos efectos, en la referencia 29 se indican varios requisitos específicos, que se refieren a alguno de los siguientes aspectos:

- Amplitud de la fluctuación de caudal.
- Frecuencia de las puntas.
- Duración de las subidas o bajadas.
- Embalse de compensación.
- Mejora de las estructuras hidro-morfológicas.
- Coordinación de la operación de diferentes centrales.

En las recomendaciones de buena práctica para mitigar los efectos ambientales incluidas en la referencia citada, se propone a estos efectos:

- proporcionar un caudal que refleje los componentes de importancia ecológica del régimen natural de caudales, incluyendo un valor de base relativamente constante y componentes variables,
- reducir los efectos de la operación en puntas limitando las rampas de caudal o utilizando un embalse de compensación.

Un enfoque tradicional se basa en establecer valores mínimos del caudal descargado por el embalse y tasas máximas de cambio o rampas máximas de caudal en la operación a corto plazo [28]. En cuanto al caudal mínimo hay que tener en cuenta que, si es inferior al mínimo técnico del menor grupo, no podrá ser turbinado. Para aprovechar este recurso se puede instalar un grupo adicional dimensionado adecuadamente. Los límites en las rampas de caudal suponen una restricción adicional en la operación de la central.

Los posibles impactos ambientales de las plantas de almacenamiento y bombeo no se han evaluado de forma sistemática, pero se espera que sean menores que en las centrales convencionales. El agua se reutiliza en gran medida y la detracción

del cauce es limitada. La superficie inundada es pequeña, ya que en la mayoría de los casos la capacidad de almacenamiento de energía corresponde a horas o días [27].

En la referencia 30 se presenta una evaluación económica del impacto de las restricciones ambientales en la operación a corto plazo de una central hidroeléctrica. El modelo de la central tiene en cuenta la variación de salto e incluye la posibilidad de realizar arranques o paradas. Los resultados muestran que el impacto en los ingresos varía con el caudal mínimo según una función lineal por tramos, mientras que su variación con la rampa máxima es parabólica y crece fuertemente cuando el límite de la rampa se reduce por debajo de un cierto valor. Un estudio de la repercusión de las restricciones de caudal mínimo y rampa máxima en los ingresos anuales se presenta en la referencia 31. El caso de estudio corresponde a una planta real en España, habiéndose utilizado series históricas de aportaciones y precios horarios del mercado eléctrico. Se han considerado cinco tipos de año hidrológico con la misma probabilidad de ocurrencia. Las pérdidas relativas en los ingresos anuales se aproximan al 12 % para el año hidrológico medio, considerando los valores más desfavorables para las restricciones: caudal mínimo igual al 5 % del nominal de la central, rampa máxima de incremento y decremento de caudal equivalentes a 30 h y 120 h, respectivamente (especificadas mediante el nº de horas necesario para una variación del 100 % del caudal nominal). En el año hidrológico seco las pérdidas de ingresos se aproximan al 22 % para los mismos valores de las restricciones.

El otro procedimiento indicado en la referencia 29 para mitigar los efectos hidrológicos de la operación de la central en puntas consiste en disponer un embalse de compensación aguas abajo de la planta. En la referencia 28 se estudia la contribución de este embalse a reducir el impacto económico de las restricciones ambientales en la operación a corto plazo de una central hidroeléctrica. En la referencia 32 se estudia asimismo este problema con un horizonte anual y en la referencia 33 se considera adicionalmente la posibilidad de disponer de una cierta capacidad de bombeo desde el embalse de compensación hacia el embalse asociado a la central. La metodología propuesta se ha aplicado a un caso de estudio basado en una central real en España, utilizando series históricas de aportaciones y de caudales turbinados. Se comprueba que, con un embalse de compensación con capacidad suficiente para almacenar el volumen correspondiente a turbinar el caudal de plena carga durante 4 h, se eliminaría el impacto económico de las restricciones en todos los escenarios ana-

lizados. Además, si se contara con capacidad de bombeo, se incrementarían los ingresos obtenidos.

5. Resumen y conclusiones

La energía hidroeléctrica continuará jugando un papel importante en la operación del sistema eléctrico donde, además de tener una participación apreciable en la cobertura de la demanda de energía, contribuye de manera muy eficiente a los servicios de regulación del sistema, facilitando el aumento de penetración de otras energías renovables no gestionables.

La capacidad de regulación que ofrecen las centrales hidroeléctricas requiere disponer de un embalse cuyas descargas pueden introducir variaciones significativas de caudal en el tramo de cauce aguas abajo de la central, con los consiguientes efectos negativos sobre el ecosistema fluvial. Para mitigar estos efectos se introducen restricciones a la operación que pueden limitar la capacidad de regulación de la central.

Las centrales reversibles, aunque son consumidoras netas de energía, constituyen una tecnología madura y eficiente de almacenamiento de energía a gran escala. Asimismo ofrecen capacidad de regulación, no solo en modo generación sino también en modo bombeo, si tienen la configuración o el equipamiento adecuado. En general los efectos ambientales de su operación en régimen variable tienen un alcance considerablemente menor que en las centrales convencionales; en las centrales de bombeo puro, donde el embalse de almacenamiento es independiente del cauce del río, el alcance de dichos efectos es aún menor.

En el futuro, el aumento previsible de la penetración de otras energías renovables no gestionables va a requerir capacidades de almacenamiento y regulación en el sistema eléctrico que pueden ser asumidas de forma eficiente por centrales hidráulicas reversibles. El necesario incremento de este tipo de instalaciones requerirá que los mecanismos retributivos del mercado eléctrico permitan justificar la inversión.

Agradecimiento

El autor quiere agradecer la revisión y los comentarios al artículo efectuados por el profesor del Departamento Dr. Pérez-Díaz, que han contribuido notablemente a su forma final. **ROP**

Notas

(1) Se ha descontado la participación del bombeo, suponiendo un rendimiento global de 0,75.

Referencias

- [1] Red Eléctrica de España. El sistema eléctrico español. 2012. http://www.ree.es/sistema_electrico/informeSEE.asp
- [2] IDAE. Plan de Energías Renovables 2011-2020, 2011. <http://www.minetur.gob.es>
- [3] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. (BOE 26 de mayo).
- [4] Fraile Ardanuy, J.J.; Wilhelmi, J.R.; Fraile Mora, J.J.; Pérez Díaz, J.I. "Variable-Speed Hydro Generation: Operational Aspects and Control". IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 21, No.2, (2006), pp. 569 – 574.
- [5] Sánchez, J.A.; Sarasua J.I.; Pérez-Díaz, J.I.; Fraile-Ardanuy J.; Fraile-Mora, J.; García-Gutiérrez, P.; Wilhelmi, J.R. "Variable Speed Operation and Control of Low-Head Run of River Small Hydropower Plants", in Proc. Hydro 2007, 15-17 October. Granada (Spain).
- [6] Pérez-Díaz, J.I.; Wilhelmi, J.R.; García-Gutiérrez, P.; Fraile-Ardanuy J.; Fraile-Mora, J.; Sánchez, J.A.; Sarasua J.I., "Water level control system for a low-head run-of-river variable speed small hydropower plant", in Proc. 11th Spanish Portuguese Conference on Electrical Engineering (11CHLIE), Zaragoza (Spain), 1-4 July, 2009.
- [7] Bard, J., Pirttiniemi, H., Goede, E., Mueller, A., Upadhyay, D. and Rothert, M., VASOCOMPACT – A European project for the development of a commercial concept for variable speed operation of submersible compact turbines, in Proc. HIDROENERGIA, 2006.
- [8] Pérez, J.I.; Wilhelmi, J.R.; Maroto, L. "Adjustable speed operation of a hydropower plant associated to an irrigation reservoir". Energy Conversion and Management. Vol. 49 (2008), pp. 2973 – 2978.
- [9] Pérez-Díaz, J.I. ; Wilhelmi, J.R.; Sánchez, J.A. "Short-term operation scheduling of a hydropower plant in the day-ahead electricity market". Electric Power Systems Research. Vol. 80 (2010), pp. 1535-1542
- [10] Pérez-Díaz, J.I. ; Wilhelmi, J.R.; Arévalo, L.A. "Optimal short-term operation schedule of a hydropower plant in a competitive electricity market". Energy Conversion and Management. Vol. 51 (2010), pp. 2955-2966.
- [11] EURELECTRIC Fact-sheets. Hydropower for a sustainable Europe. February 2013. <http://www.eurelectric.org/>
- [12] Pérez-Díaz, J.I., Perea, A. and Wilhelmi, J.R., "Optimal short-term operation and sizing of pumped-storage power plants in systems with high penetration of wind energy", Proc. 7th International Conference on the European Energy Market (EEM'10), pp.1-6, 23-25 June 2010.
- [13] Connolly, D.; Lund, H.; Finn, P.; Mathiesen, B.V.; Leahy, M. "Practical operation strategies for pumped hydroelectric energy storage (PHES) utilising electricity price arbitrage". Energy Policy. Vol. 39 (2011), pp. 4189 – 4196.
- [14] Lanza, C. "Coordination of hydro and wind in the Iberian market of electricity: Potential benefit and feasibility assessment", in Proc. HYDRO 2012, 29-31 October, Bilbao (Spain).
- [15] Sanchez de la Nieta, A.A.; Contreras, J.; Munoz, J.I., "Optimal Coordinated Wind-Hydro Bidding Strategies in Day-Ahead Markets," Power Systems, IEEE Transactions on, vol.28, no.2, pp.798-809, May 2013.
- [16] Taulan, J.P.; Laurier, P.; Bourrilhon, M.; Bornard, L. "Pump-Turbine Integration in Renewable Energy Systems". WATERPOWER XVI. Conference Proceedings, 2009. Paper 114.
- [17] P.O. 6.1 Medidas de operación para garantizar la cobertura de la demanda en situaciones de alerta y emergencia. Resolución de 31-10-2002, BOE 13/11/02.
- [18] Pérez-Díaz, J.I.; Wilhelmi, J.R.; Galaso, I.; Fraile-Ardanuy, J.J.; Sánchez, J.A.; Castañeda, O. and Sarasúa, J.I. "Dynamic response of hydro power plants to load variations for providing secondary regulation reserves considering elastic water column effects", Przegląd Elektrotechniczny 88 (2012) 159-163.
- [19] Resolución de 18 de mayo de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban los procedimientos de operación del sistema 1.6, 3.1, 3.2, 3.3, 3.7, 7.2, 7.3 y 9 para su adaptación a la nueva normativa eléctrica, BOE 28/05/09
- [20] Jiménez, O.F.; Chaudhry, M.H. "Water-Level Control in HydroPower Plants", ASCE Journal of Energy Engineering, Vol. 118, no. 3, pp. 180-193, 1992.
- [21] Sarasua, J.I.; Fraile-Ardanuy, J.; Perez-Díaz, J.I.; Wilhelmi, J.R.; Sanchez, J.A., "Control of a run of river small hydro power plant," Proc. International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, 2007. POWERENG 2007, pp.672-677, 12-14 April 2007.
- [22] Suul, J.A., Uhlen, K. and Undeland, T. "Variable speed pumped storage hydropower for integration of wind energy in isolated grids – case description and control strategies". Nordic Workshop on Power and Industrial Electronics, NORPIE, June 9-11, 2008.
- [23] Hell, J.; Schürhuber, R.; Lechner, A.; Vaillant, Y. "Full size converter solutions for pumped-storage plants: a promising new technology", in Proc. HYDRO 2012, 29-31 October, Bilbao (Spain)
- [24] Kopswerk II. Das neue Pumpspeicherkraftwerk der Voralberger Illwerke AG. <http://www.kopswerk2.at/index.asp>
- [25] Pinto, J.; de Sousa, J.; Neves, M.V., "The value of a pumping-hydro generator in a system with increasing integration of wind power," Proc. 8th International Conference on the European Energy Market (EEM'11), pp.306-311, 25-27 May 2011.
- [26] Ministerio de Economía y Competitividad. Plan Nacional de I+D+i. Proyecto ENE2012-32207. Explotación y control de centrales hidroeléctricas reversibles. Departamento de Ingeniería Civil. Hidráulica y Energética. UPM.
- [27] International Energy Agency. Technology Roadmap. Hydropower. OECD/IEA, 2012
- [28] Olivares, M.A. Optimal Hydropower Reservoir Operation with Environmental Requirements. PhD Dissertation. University of California Davis, 2008.
- [29] European Commission. 2nd Workshop on Water Management, Water Framework Directive and Hydropower. 13-14 September 2011, Brussels.
- [30] Pérez-Díaz, J.I. ; Wilhelmi, J.R. "Assessment of the economic impact of environmental constraints on short-term hydropower plant operation". Energy Policy. Vol. 38 (2010), pp. 7960-7970.
- [31] Guisández, I.; Pérez-Díaz, J.I. ; Wilhelmi, J.R. "Assessment of the economic impact of environmental constraints on annual hydropower plant operation". Energy Policy. Vol. 61 (2013), pp. 1332-1343.
- [32] Millán, R.; Pérez-Díaz, J.I.; Wilhelmi, J.R. "Interacción entre planificación hidrológica e hidroeléctrica". Tecnoambiente. n° 225 (2012), pp. 13-16.
- [33] Pérez-Díaz, J.I.; Millán, R.; García, D.; Guisández, I.; Wilhelmi, J.R. "Contribution of re-regulation reservoirs considering pumping capability to environmentally friendly hydropower operation". Energy. Vol. 48 (2012), pp. 144-152.

Energías renovables en España

De la euforia al desencanto



Francisco J. Gil García

Economista

Consultor independiente (gerente de Gil Bishop&Asoc y Proyeco)

Resumen

Las energías renovables (RES) han alcanzado en España un desarrollo espectacular en los últimos años, fruto de:

- La existencia de un marco legal favorable (nacional y de la UE).
- Los incentivos económicos atractivos.
- Las facilidades crediticias del período expansivo de la economía española.

Este desarrollo ha colocado a España en los primeros puestos de productores de RES en el mundo.

Sin embargo, la caída de la demanda de energía de los últimos años, junto con una política inadecuada de subvenciones establecida para el fomento de las RES, han llevado a sucesivos Gobiernos a dictar normas que han afectado de forma retroactiva a numerosos emprendedores que, en el momento presente y después de la reciente entrada en vigor de nuevas disposiciones, pueden asistir a la quiebra de su incipiente negocio.

El artículo hace un recorrido por las distintas RES desde su implantación hasta el presente y un análisis crítico del tratamiento económico de las fuentes de energía, convencionales y renovables, llegando a la conclusión de que con la nueva Regulación, las RES son las grandes perdedoras, mientras el resto de las energías, incluidas las más contaminantes, seguirán manteniendo su actividad, si bien con una ligera caída de sus beneficios.

Palabras clave

Energías renovables –RES (Renewable Energy Energies)–, energía hidráulica, energía eólica, energía fotovoltaica, energía termosolar, biomasa, biocombustible

Abstract

In recent years Renewable Energy Sources (RES) in Spain have reached spectacular growth due to:

- *Favorable national and European legislation*
- *Generous economic incentives*
- *Easy credit during a period of rapid economic expansion in Spain*

This growth has put Spain among the top of the list of Renewable Energy producers in the world.

However, the fall in demand for energy in recent years as well as an inadequate subsidy policy, initially established to benefit RES, has given way to retroactive policies put into place by the Government which have affected numerous entrepreneurs who at present or shortly after the new legislation goes into effect, may see their new businesses fail.

This article gives an overview of the different RES from the time they are implemented until the present day. It includes an analysis and economic breakdown of both renewable and traditional energy sources and concludes that with the new legislation, renewable energy is severely punished whereas other energy sources, including those which pollute the most, will continue their level of output, with only a slight decrease in profits.

Keywords

Renewable Energy, RES (Renewable energy sources), hydropower, wind power, photovoltaic power, solar thermal power, biomass, biofuel

Introducción

La redacción de este artículo comienza cuando acaba de entrar en vigor un Decreto Ley, el 9/2013, que deja al sector de las energías renovables (en adelante: RES, Renewable Energy Sources) en una situación que pocos podían pre-

ver. La combinación de incompetencia política y regulación errática puede ser letal para quienes, confiados en un marco legislativo muy favorable, apostaron en su día por invertir sus ahorros en una actividad que –les decían– era limpia y contribuía, si no a la salvación del Planeta, sí

al menos a reducir la dependencia energética de España y a la disminución del efecto invernadero causante del calentamiento global.

Colocaron su dinero, ahorrado o prestado, en un negocio novedoso y limpio que, tal como aseguraba el Boletín Oficial del Estado, iba a producir unos retornos seguros y, además, muy atractivos.

El desarrollo de las RES alcanzó cotas que quizás los gobiernos no supieron prever; al mismo tiempo, y en un ejemplo de mala praxis política, se decidió aliviar la factura de la luz trasladando al futuro parte del coste de la electricidad y creando así una bola de nieve, el déficit de tarifa, que todavía sigue rodando.

En las líneas que siguen se presenta la evolución de las RES en los últimos años y el cambio radical que introduce la reciente normativa que logrará el freno y quizá el fin de muchas de las iniciativas y proyectos, innovadores y punteros, que no solo han dejado de ser rentables sino que pueden arrastrar a la ruina de miles a familias e inversores, pues el cambio introducido afecta de forma asimétrica e injusta a los pequeños productores, causando menores daños a quienes siempre han dominado el mercado eléctrico.

Cuándo nacen las RES

Es en la Ley 82/80, de conservación de la energía, donde por primera vez y de forma explícita se fomentan las RES y la reducción de la dependencia energética del exterior¹ y donde se abre el horizonte de unas actividades, la producción hidroeléctrica a pequeña escala y la cogeneración, al alcance de inversores de todo tamaño. Las inversiones tienen el retorno asegurado al fijar la ley los términos en los que se ha de entregar la energía y la obligación para las distribuidoras de comprarla.

En el año 1985, con la entrada en vigor de la nueva Ley de Aguas² se dio la salida a la búsqueda/rehabilitación de centrales de hasta 5MW de potencia instalada, que no necesitaban de la competencia de proyectos para ser conseguidas. Se produce entonces un movimiento de búsqueda y captura de emplazamientos aptos para la producción y la consiguiente petición de concesión administrativa, que llega a colapsar algunas Comisaría de Aguas. Este fenómeno, con ligeros matices, se reproducirá más tarde con los emplazamientos para parques eólicos y, en menor medida, fotovoltaicos y termosolares.

Desde el año 2005, la potencia instalada en minicentrales hidroeléctricas está próxima a los 2.000 MW, no previniéndose aumentos de capacidad.

La cogeneración, por su parte, experimentó también un fuerte crecimiento seguido de un estancamiento desde el año 2002 en el entorno de los 6.000 MW.

Si la Ley 82/80 pretendía el fomento de los aprovechamientos hidroeléctricos y de las instalaciones de cogeneración, sin duda cumplió, con creces, su objetivo.

Se fomentan nuevas fuentes: la energía eólica, la fotovoltaica, la energía solar térmica y la biomasa.

El crecimiento de estas energías ha sido espectacular y casi único en el mundo. La explicación no es otra que:

- La existencia de un marco legal favorable (nacional y de la UE).
- Los incentivos económicos atractivos.
- Las facilidades crediticias del período expansivo de la economía española.

Invierta Vd. en parques eólicos: el negocio es seguro, el Estado le garantiza los retornos y el Estado no miente...

Al amparo de esa legislación cada vez más favorable a las RES comienza un proceso similar de búsqueda de emplazamientos para la producción eólica: muy pronto se llenan montes y llanuras de aerogeneradores llegando a los más de mil parques eólicos que hoy menudean por casi toda España. La propagación de estos ingenios, es espectacular: 22.785 MW instalados hasta el año 2012, pudiendo afirmarse que, a fecha de hoy, son pocos los lugares en los que se puedan construir instalaciones viables. Los empleos creados en esta fase "dulce" del desarrollo eólico alcanzan los 27.119 (15.813 de ellos directos).

Dado el elevado monto de las inversiones, solo afortunados particulares o empresas especializadas podían construir los grandes parques, explicándose así la entrada de grandes compañías eléctricas en el negocio. La enorme potencia instalada en pocos años es fruto de la rápida ejecución de los proyectos eólicos, así como del escaso impacto ambiental y de los nulos costes varia-

bles y bajos de operación y mantenimiento que conllevan los aerogeneradores. Muy pronto, España se convierte en el cuarto país del mundo en esta energía, con un esfuerzo en I+D que para sí quisieran otros sectores; al igual que en otras RES, tal esfuerzo se aprovecha hoy día en proyectos lejos de nuestras fronteras: de ello se ha encargado el regulador estableciendo nuevas normas (restrictivas, claro está) o estableciendo impuestos (7 % de la producción más otras cargas autonómicas y locales) a una actividad subvencionada, cayendo en una práctica tributaria torticera.

El endeudamiento estimado del sector es de unos 15.000M€.

La energía fotovoltaica es energía “preferente”. Ponga Vd. un panel en su casa con la garantía del Estado

Mientras la eólica seguía su imparable ascenso, la fotovoltaica (FV) no había despegado aún. En efecto, no hubo apenas instalaciones desde que, en 1998, se estableciesen primas de 30 a 60 pts (0,18 y 0,36€) por kWh para las de menos de 5 kW instalados³.

Sin embargo, el cambio de regulación introducido por dos nuevos Reales Decretos⁴, da la salida a una carrera que pone de manifiesto la distancia entre el legislador y la realidad: se establece una prima de 0,44€ por cada kWh entregado a la red, asegurando una alta rentabilidad al inversor en este negocio.

En este contexto no era difícil para quien invertía en FV acometer pequeñas instalaciones, realizadas en las más variadas formas asociativas con frecuencia apoyadas por créditos personales o por diversas modalidades de financiación que los bancos se apresuraban a ofrecer. Resultado: España pasa a ser, en el año 2008, el país que más potencia FV instala del mundo (más de 2.700 kW).

El legislador, en una muestra de ingenuidad (o de estulticia), estableció el límite de 100 kW por persona física o jurídica favoreciendo, de paso, a notarías y registros mercantiles que vieron aumentar de forma extraordinaria el número de pequeñas sociedades limitadas creadas *ex novo* para superar el límite citado.

A día de hoy, son más de 60.000 los productores de FV, estimándose en 7.500 los empleos perdidos entre 2011 y mediados de 2013 debido a los cambios de las reglas de juego.

De nuevo se produce el fenómeno de la búsqueda de emplazamientos con insolación y acceso idóneos, las negociaciones con las burocracias autonómicas y locales y la casi siempre desagradable relación con las empresas del oligopolio, remisas a la utilización de sus redes para transportar lo que ellos consideran una energía espuria y antipática.

Si los montes y mesetas españoles vieron crecer molinos por doquier, los soleados campos sustituyeron la siembra de secano por negros paneles que se movían siguiendo al astro rey. En poco tiempo, la potencia instalada llegó a los 4.529 MW de finales de 2012. No hubo control en su momento: el ministerio responsable no estableció seguimiento alguno de los costes e ingresos de aquellos huertos solares cuyo número pulverizó su propio objetivo.

Poco duró la alegría de quien puso ahorros e ilusión en la fotovoltaica: el mismo Gobierno (y el mismo ministro) que ofreció el caramelo se encargó de quitarlo cuando estaba a medio comer recuperando, además, parte de lo ya comido (efectos retroactivos)⁵, al tiempo que se difundía la especie de la tremenda codicia de quienes invirtieron, solos o en asociación, en huertos solares: querían ganar dinero a costa del sol... y del resto de los españoles.

Dentro de las RES, el caso de la FV es paradigma de mal gobierno, ignorancia y chapuza política: tiene difícil explicación que un ministerio –el de Industria– de un país desarrollado ignorase verdades básicas de la economía industrial, como la disminución en el tiempo del precio del panel de silicio a medida que aumentan las cantidades demandadas (aprendizaje) o no previese la aparición del *dumping* chino ante la estrechez de la oferta nacional de células FV.

Según datos de la Unión Española Fotovoltaica la potencia instalada acumulada en 2013 es de 4.894 MW fotovoltaicos.

El endeudamiento del sector se estima en 18.000M€ .

Compre Vd. acciones de empresas termosolares: el Estado le garantiza el beneficio

En el caso de la generación eléctrica termosolar (ET) los inversores, movidos por los atractivos precios fijados por el BOE, comenzaron a buscar emplazamientos en el sur de España, donde sí abundaban grandes fincas que pronto fueron reservadas mediante opciones de compra o direc-

tamente adquiridas. La propia naturaleza de esta forma de generar energía (mediante calentamiento de un fluido por concentración de los rayos solares) exige importantes superficies que, de ser regadíos de alta productividad, pasan a ser campos de espejos y depósitos de sales para acumular el calor que permite el movimiento de las turbinas. Las enormes inversiones necesarias para poner en marcha estos ingenios explican que solo las puedan acometer instituciones que, como los fondos de inversión, dispongan de enormes cifras de dinero. La primera planta de este tipo, de 11 MW (en Sanlúcar la Mayor) se inauguró en marzo de 2007. Desde entonces, y según fuentes del sector, se superarán los 2.000 MW de potencia instalada en toda España lo que supone alojar el 83 % de la ET mundial, casi toda de promotores españoles.

El cambio regulatorio que se produce más tarde recibe una airada respuesta de los inversores foráneos, que llegan a protestar en Nueva York, ante el anterior presidente del Gobierno en su visita a los EE. UU.

La salud de la ET no ha salido tan perjudicada como la de sus hermanas renovables: con 45 centrales en producción (2.054 MW en operación, 1.667GWh de producción acu-

mulada hasta junio de este año), el sector espera añadir 350 MW más en un futuro muy próximo.

Invierta Vd. en biomasa: energía muy ecológica. El Estado le asegura sus ganancias

Por último, la biomasa⁶ ve también aumentar su consumo para la generación eléctrica. Es considerada limpia y renovable por cuanto se supone que la emisión de CO₂ de su combustión no hace sino devolver al medio el gas que antes absorbió mediante la función clorofílica, aunque sus detractores (y los del resto de los biocombustibles) niegan esa identidad y afirman que el balance energético de la obtención de los cultivos para este fin, es en gran parte negativo debido al fuerte contenido energético de los *inputs* (fertilizantes) y otros factores⁷. Tanto el crecimiento de la generación por biomasa como la utilización de biocarburantes está prácticamente estancada en la actualidad.

En el siguiente cuadro se puede ver, a modo de resumen, la importancia relativa de cada una de las tecnologías de producción renovable medida por su contribución directa al PIB en euros constantes. Figuran en el cuadro nuevas energías (geotérmicas y marina) de poco desarrollo y gran futuro... si el regulador lo permite.

millones de € constantes	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Biocarburantes	80,9	88,9	92,1	92,8	213,7	338,9	289,0
Biomasa	754,2	715,6	703,7	718,4	676,0	711,6	733,7
Eólica	1.636,4	1.880,8	2.035,5	2.376,5	1.996,4	1.835,7	1.626,7
Geotérmica Alta Entalpía	4,4	7,0	8,4	11,0	12,3	13,7	14,2
Geotérmica Baja Entalpía	1,3	1,6	2,2	4,1	8,2	14,5	11,9
Minihidráulica	397,9	439,0	346,0	386,0	366,1	411,5	386,9
Marina	3,0	4,0	4,7	5,2	6,1	7,8	9,3
Minieólica	34,1	28,4	31,0	33,7	34,5	39,4	41,5
Solar Fotovoltaica	259,1	275,4	316,1	1.251,1	2.777,3	2.809,2	2.671,2
Solar Termoelectrica	0,0	4,3	36,7	62,8	216,9	645,0	917,0
Solar Térmica	10,8	18,0	33,2	74,2	58,3	48,9	38,2
contribución directa al PIB	3.182	3.463	3.610	5.016	6.366	6.876	6.740

Contribución directa al PIB por tecnologías (millones de euros constantes 2011). Fuente: informe APPA 2012

Breve apunte sobre los ciclos combinados y su papel en el sistema eléctrico

La muy alta eficiencia alcanzada en la producción de electricidad mediante los ciclos combinados gas-vapor, hace que esta forma de generación sea especialmente apta para cubrir huecos de red, dada la inmediatez de su puesta en marcha (escasos minutos).

Con la ayuda de subvenciones a su instalación a lo largo de 10 años, y otra subvención más por estar siempre disponibles (“incentivos a la inversión” y “pagos por capacidad”), estas instalaciones son grandes responsables del déficit actual debido a:

-la elevada potencia actual, que se estima en casi cuatro veces más de la necesaria para el respaldo de las energías no gestionables, con un elevado sobrecoste para el sistema y gran disgusto de las compañías gasistas. También aquí se podría hablar de una “fiebre de ciclos combinados” provocada por quienes estaban faltos de consumo suficiente para gastar el gas contratado, llenando luego el país de plantas que no operan o lo hacen pocas horas: desde 2002 se han construido (según Sedigas), 67 grupos que alcanzan una potencia de 27.123 MW,

- su contribución en horas punta se ha reducido al verse desplazadas por las renovables cuyos costes variables son prácticamente cero.

Es comprensible pues la animadversión hacia las RES que a veces se trasluce en las declaraciones de directivos de grandes empresas de gas/eléctricas.

La importancia actual de las RES, ¿una realidad sin posible vuelta atrás?

El siguiente gráfico de Red Eléctrica de España muestra el desarrollo adquirido por las RES como una realidad de difícil, aunque posible, destrucción si persisten los continuos cambios legislativos destinados a frenarlo.

La producción por RES es, por su propia naturaleza, variable; pero ya ha habido días en que la contribución renovable ha superado el 50 % de la demanda nacional de electricidad.

Se acabó con la inversión: llegó otro ministro y mandó parar

La regulación de las RES en España podría enseñarse en las escuelas de negocios como paradigma de técnicas legislativas generadoras de inseguridad jurídica, perjuicio

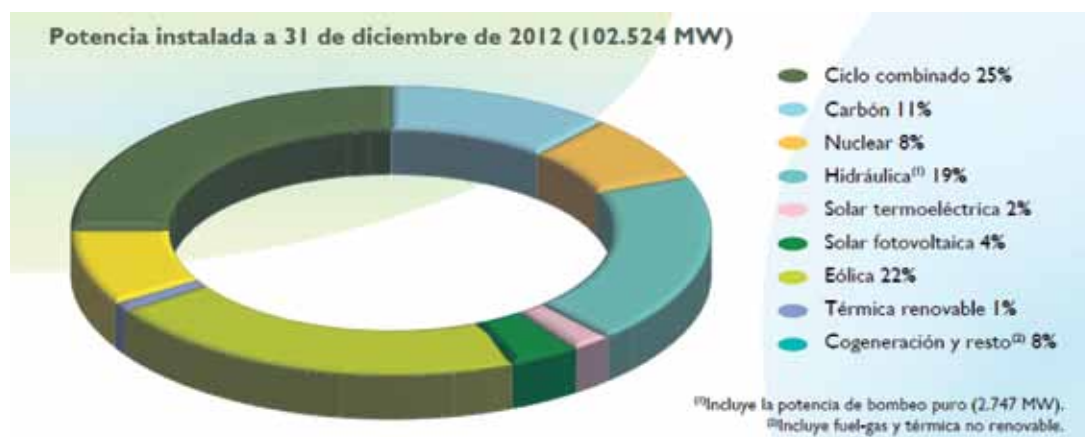


Gráfico 1. Potencia instalada. Fuente: Red Eléctrica de España

Las Energías Renovables no son caras. Lo caro será no fomentarlas



Gráfico 2. Impacto de las RES 2011.
Fuente: APPA (Asociación de Pequeños Productores y Autogeneradores Eléctricos)

económico y falta de escrúpulos políticos. Guiados por el loable deseo de cumplir con la normativa ambiental de la UE y con el latiguillo del fomento de las “energías limpias autóctonas y renovables” presente en los programas electorales de todos los partidos políticos, los primeros Gobiernos de la Democracia alumbraron Leyes y Reales Decretos que impulsaron el desarrollo de las RES, poniendo a rodar una bola de nieve que no han sabido parar y sin que nadie, ningún político o Gobierno, parezca ser responsable, poniendo así de manifiesto su inepticia.

Así, el acierto de las disposiciones legales que regulan las RES ha sido muy dispar y tiene como denominador común la aparente imprevisión del impacto de los incentivos en la economía real: “errare humanum est”, pero es difícil entender cómo se pudo llegar a tan alto grado de imprevisión del impacto de ciertas normas, en especial del RD que fijó en su momento la remuneración del kWh fotovoltaico sin ejercer después control alguno sobre desarrollo y costes de lo que quiso promover.

El famoso y nunca bien comprendido déficit de tarifa

La liberalización del mercado eléctrico exigida por la UE terminó con la fijación de las tarifas por la Administración⁸. Mientras algunos países optaron por la eliminación de los precios regulados (Reino Unido), otros como España op-

taron por separar la evolución de las tarifas eléctricas de la evolución de los precios en los mercados mayoristas y de los costes de suministro.

La definición correcta del déficit de tarifa es: “la diferencia entre los costes reconocidos del sistema eléctrico y lo que el sistema ingresa vía tarifas”; su propia existencia responde a una decisión política tomada en el año 2000 y que empieza a preocupar en 2004: para que el recibo de la luz no subiera no se trasladarían al precio de la electricidad todos los costes de su producción. Pero, ¿quién paga la diferencia entre lo que se ingresa y lo que de verdad se ha gastado produciendo? Pues se contabiliza esta cantidad como deuda a las compañías que han cobrado de menos. Otro “pero”: ¿cómo van a seguir operando esas empresas si se les detrae tan gran cantidad de fondos? Pues cediendo esa deuda a cambio de unas comisiones: comienza la conversión de esa deuda en títulos negociables. Después de múltiples avatares y soluciones de ingeniería financiera, a finales de 2010 se crea el Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE) con el aval del Estado. El Tesoro efectúa las emisiones para el FADE, con rentabilidades muy atractivas (del 4 % al 5 %) hasta que, en este último trimestre de 2013 y en declaraciones del secretario de Estado de Energía⁹, tal fondo “está cerrado” al suponer que la reforma termina

con él, siendo necesario, según esta Autoridad, buscar un nuevo mecanismo de financiación en caso de que se produzca un desfase. Desfase que, por cierto, acaba de producirse sin que, al parecer, la Autoridad Energética¹⁰ haya dado una explicación coherente.

Según los datos disponibles en la CNE, el saldo de la deuda del sistema a 10 de mayo de 2013 asciende a 26.062,51 millones de euros. Los tenedores de la deuda son FADE (72,57 %), las compañías eléctricas (15,48 %), y terceros (11,95 %).

La existencia y crecimiento de la deuda por el déficit de tarifa es el principal argumento esgrimido por las grandes compañías en su continuada crítica a las RES, a quienes consideran culpables de una situación de alza de precios

y aumento de la deuda. Sin embargo, hay otras voces, más humildes y sin medios que gastar en inteligentes campañas de comunicación (como la llevada a cabo por una gran compañía eléctrica este último año) que merecen ser oídas: las de quienes, confiando en las Leyes y los Gobiernos, acometieron proyectos de RES pensando que era un negocio limpio (lo era) y amparado por la Ley (lo estaba pero ya no).

Perjudicados por... su avaricia. Culpables: las renovables

El precio que se paga en España en el recibo de la electricidad solo está fijado por las leyes de oferta y demanda en una parte (40 %). Sí tiene relación con el coste de la energía pero responde, hasta ahora, a la política del Gobierno del momento.



▲ Metodología aplicada para comparar la casación horaria en el Mercado Diario con y sin energías renovables. Esta comparación se ha realizado sustituyendo las energías renovables tenidas en consideración en cada casación horaria por las siguientes ofertas presentadas por unidades de generación a OMEL y el mecanismo establecido en 2006 para evitar que el coste de los derechos de emisión de CO₂ se transmitiese a toda la energía negociada en el mercado (minoración de CO₂). Al tratarse del mercado diario, no se incluye el efecto de la garantía de potencia ni restricciones técnicas.

Gráfico 3. Abaratamiento por reducción de precios en subasta OMEL 2011. Fuente: APPA

Así, el coste de la energía eléctrica tiene dos componentes principales:

- Coste de generación: fijado por el mercado diario e intradiario, el único que responde a la oferta y demanda. Los productores ofertan a OMEL (Operador del Mercado Eléctrico) cantidad y precio de su energía; los demandantes hacen sus pujas de compra, siendo las RES las primeras en asignarse (normalmente a precio cero, ya que sus costes variables son casi nulos) y entrando las demás a continuación hasta que se casan oferta y demanda al coste marginal (el de la última oferta) de la subasta, que fija de esta forma el precio para todas las energías. Obsérvese el hecho de que las RES hacen que baje el coste marginal (precio) al entrar en la puja a cero euros mientras que el resto de los productores (incluidos los ciclos combinados y centrales de gas) han de cubrir al menos costes fijos y variables (petróleo, gas o carbón, que no son gratis como el sol o el aire...). Este efecto, que pocos ponen de manifiesto, no debe de ser del agrado de quienes esperan ofertar con instalaciones paradas por la escasa demanda al precio ofertado (en especial, ciclos combinados).

-Peajes de acceso: enorme saco donde caben:

- Los costes de transporte y distribución y los de gestión comercial.
- Las primas a las RES.
- Las primas al carbón nacional.
- Los costes de diversificación (moratoria nuclear, planes de eficiencia) así como otros costes fijos (CNE, operadores del sistema y mercado y la compensación extrapeninsular).

Obsérvese en este reparto de costes la facilidad con la que se identifican las primas a las RES, siendo harto difícil la identificación de costes de otras fuentes, como la térmica convencional o los ciclos combinados, en cuyo precio de oferta en subasta están incluidas las ayudas públicas.

Vista la complejidad de cuanto afecta a la economía y regulación de la energía en España, cabe preguntarse a qué responde el monumental embrollo de leyes, decretos, órdenes, contraórdenes y resoluciones, algunos de existencia efímera y a veces contradictorios. Nada en el mundo energético es de sencilla explicación y, en algunos casos

(el de los CTC, p. ejemplo) la explicación asombra por la injusticia o venalidad de las medidas. Parece, eso sí, cierto, que en los últimos años esa barroca legislación ha ido dirigida a que las RES frenen en seco el desarrollo alcanzado precisamente gracias a la normativa que, en su día, las incentivó. Toda una serie de decisiones políticas, algunas de ellas disparatadas, que han llevado a una situación poco sostenible de la que nadie parece ser responsable, salvo, claro está, el Gobierno anterior de turno.

Pretender hacer compatible un Régimen Especial con un statu quo eléctrico inamovible ha conducido al desastre. Se reducen las primas al tiempo que continúan:

- los pagos por capacidad e incentivo a la inversión a las centrales de gas (más de 2.500 M€ en los últimos cinco años),
- las primas para la cogeneración con carbón, gas-oil, gas de refinería y gas natural (más de 5.000 M€ en igual periodo),
- los kilowatios extrapeninsulares de origen tan poco renovable como los anteriores (más de 7.000 M€),
- los pagos por “interrumpibilidad” a los grandes consumidores (fabricantes de acero, aluminio, zinc, etc) en tiempos de baja demanda que hace muy improbable el recurso a la interrupción del suministro,
- los “Costes de Transición a la Competencia” (más de 10.000 M€) que las compañías eléctricas siguieron cobrando pese a haber sobrepasado el importe máximo que marcaba la Ley¹¹.

¿Qué hacer, pues, para domeñar un engendro alimentado año tras año, Gobierno tras Gobierno, que parece tener hambre sin fin y es motivo de sonrojo para los sucesivos Ejecutivos? La respuesta ha sido: introducir un cambio brutal en las condiciones de partida: eliminar el Régimen Especial y mantener el resto de la producción según el mismo statu quo, con alguna modificación.

Esta “solución” afecta algo a las grandes compañías y arruina a las RES. Además, asegura la judicialización del problema y deja la Marca España por los suelos. Sin embargo, ha sido la vía elegida por el Regulador al presentar el Real Decreto Ley 9/2013.

El cambio (¿definitivo?) de las reglas del juego con el partido empezado

Conocida es la tendencia de los gobernantes españoles de cualquier jaez al adanismo y la originalidad de lo que aplican como si nunca antes los demás hubieran pensado en lo que ellos, a menudo poseídos de sí mismos, descubren como bálsamo de Fierabrás para la solución de los problemas patrios. Así ha ocurrido y sigue ocurriendo en la Administración Energética, de donde más de un ministro ha salido sin comprender el funcionamiento del sector y aplicando medidas sugeridas por acólitos más pendientes de sus dividendos que del bien común.

Una Ley que, por fin, ¿lo resuelve todo?

La Ley citada no deja títere con cabeza: si algunas anteriores disposiciones tenían efecto retroactivo y fueron fuertemente contestadas, las sentencias del TS favorables a la Administración gracias al concepto de “rentabilidad razonable” que supuestamente salvaguardaba los derechos de los demandantes, llenaron de razón al MINETUR para la propuesta de este Real Decreto Ley 9/2013.

En su conjunto, esta disposición normativa recién entrada en vigor es de un intervencionismo impropio de gobiernos liberal-conservadores pues, en un afán de controlarlo todo, llega a fijar unilateralmente lo que los emprendedores y particulares han de ganar (o perder...) o cómo ha de ser una instalación –más allá de lo puramente técnico– para poder acogerse a los supuestos beneficios de la nueva normativa.

Cuando en la Disposición Derogatoria Única le da la puntilla al Régimen Especial, el Legislador es consciente del daño que va a infligir y propone una serie de medidas para aliviar el dolor. Así, conceptos como el de la citada “rentabilidad razonable” se fijan, con aparente claridad, ligando la remuneración de las RES a la rentabilidad de los bonos del Tesoro¹² a 10 años más un diferencial, que resultaría en un rendimiento del 7,5 % sobre la facturación bruta, con una revisión cada seis años. La rentabilidad propuesta se condiciona a que la empresa esté bien gestionada¹³. ¿Cómo se sabe si está bien gestionada? Cuando se cumplan los estándares que empresas consultoras especializadas habrán de elaborar en meses próximos para cada subsector, lo que sigue añadiendo incertidumbre a los productores de RES.

Cabe preguntarse si alguno de los redactores de este RDL, en caso de disponer de fortuna suficiente, pondría su capital en un negocio en el que, en un largo período de tiempo (20 a 25 años), con una revisión administrativa cada seis años y cumpliendo con unos costes estándar fijados por una burocracia ajena, se le asegurase una rentabilidad del 7,5 % sobre su inversión antes de impuestos, tasas y zarandajas. Contaría esa inversión con la garantía de un Departamento bien conocido por promover un continuo baile de reglas en los últimos diez años.

La respuesta es sonrojante: tanto como la propuesta de la propia Administración.

La nueva norma pretende reordenar el complejo sistema económico de la producción y distribución eléctrica con la loable intención de dar por terminado el inicuo déficit de tarifa y la supuesta sobrerretribución de las RES, intentando, en un juego de “todos pierden”, redistribuir los costes de un sistema inviable de no ser rectificado. Pero un primer análisis de los efectos –perjuicios– económicos que reparte, lleva a la conclusión de que la parte más pesada del castigo recae sobre las RES, manteniéndose prácticamente el viejo statu quo para el oligopolio eléctrico. Se puede colegir, además, el triunfo de la generación por gas, ya que recibe un leve castigo (se disminuyen las subvenciones por capacidad e inversión pero se alarga el plazo) más que compensado por la ganancia de mercado que habrán de obtener cuando cubran el hueco de energía de punta que unas quebradas productoras fotovoltaicas dejarán de ofertar.

Cuando estas líneas vean la luz, se habrá publicado también un nuevo RD para regular el autoconsumo que termina con los sueños de una producción distribuida y la generalización del uso de paneles FV. Mediante la imposición de un “peaje de respaldo”, justificado por la necesidad de contribuir al sufragio de los costes del sistema, se suprime *de facto* la autoproducción de electricidad (práctica común en EE. UU. y Países Bajos, p.ej.). Quien esto escribe había visto ya las líneas de este RD y muchas de las del RDL9/2013, en la clarividente exposición que un alto directivo de una empresa de UNESA hizo de la problemática económica de las RES en el foro de la feria Genera de abril de 2012. **ROP**

Notas

(1) Título I apt.b) y apt. f 9

(2) Ley de Aguas 1895.(sustituye a la muy venerable Ley de Aguas de 13 de junio de 1879).Vigente hasta el 25 de julio 2001)

(3) RD2818/1988 y RD1663//2000)

(4) RD 436/2004 y el RD66/2007.

(5) RD 661/2007, que regula la producción de energía eléctrica en régimen especial y RD 1578/2008, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica y RD1565/2010 donde se restringe la actividad. El RDL14/2010 limita las horas de producción, haciendo inviables numerosas instalaciones

(6) “La biomasa proporciona combustibles complementarios a los fósiles, ayudando al crecimiento del consumo mundial (y de sus correspondientes impactos ambientales), sobre todo en el sector transporte (Estevan, 2008). Este hecho contribuye a la ya amplia apropiación humana del producto total de la fotosíntesis en el planeta, que supera actualmente más de la mitad del total (Naredo y Valero, 1999), apropiación en la que competimos con el resto de las especies animales y vegetales)”

(7) Biocombustibles y uso energético de la biomasa: un análisis crítico. ÓSCAR CARPINTERO. 23 de agosto de 2006

(8) Hasta el año 1997 era el Gobierno el encargado de fijar las tarifas eléctricas. Ese año, se promulgó la Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (como transposición de la Directiva 96/92/CE de 19 de diciembre de 1996), que liberalizaba el mercado

(9) Madrid, 15 Oct. (EUROPA PRESS). El secretario de Estado de Energía, Alberto Nadal, ha asegurado que el Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE), empleado para titularizar en los mercados el déficit de tarifa, “está cerrado”, por lo que, en caso de que se produzca un nuevo desfase en 2013 en el sistema eléctrico, será necesario buscar un nuevo mecanismo. “Tal y como está diseñado, es un instrumento cerrado”, afirmó Nadal en declaraciones a la prensa en alusión al FADE, antes de decir que el posible déficit de 2013 no se financiará por esta vía. “La previsión es que no haya

déficit en 2013, y si se produjera algún desequilibrio por motivos no previstos ya se vería qué se hace con el déficit del año”, añadió.

(10) Madrid, 4 Oct. (EUROPA PRESS). El ministro de Industria, Energía y Turismo, José Manuel Soria, ha anunciado en la rueda de prensa posterior al Consejo de Ministros que el posible déficit de tarifa que se genere en 2013 se financiará a través de una extensión del Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico (FADE), y no con cargo a los balances de las eléctricas. Tras insistir en que 2013 “será el último año en que haya déficit de tarifa”, Soria indicó que, ante cualquier posible desfase del ejercicio, “el Gobierno articularía un procedimiento en virtud del cual se extendería la aplicación del fondo de titulización justo para ese importe”.

(11) Jorge Fabra, Martín Gallego et al en “Economistas frente a la crisis” 15 Set.2013. “...Este tratamiento tan asimétrico se acentúa en el caso de los CTC. Las cinco eléctricas deberían haber dejado de percibirlos en 2005 al alcanzarse el importe máximo contemplado en la ley (“Si el coste resultara superior a 36 euros/MWh, este exceso se deducirá del importe pendiente de compensación”). Como dichas deducciones no se han seguido verificando (contra las recomendaciones del Libro Blanco encargado a un grupo de expertos en 2005), las eléctricas han ingresado adicionalmente de forma inesperada un importe considerable que computa en el déficit. Sin embargo, cuando surgió la posibilidad de proceder a una más que razonable quita del déficit, las eléctricas se adelantaron, logrando titularlo con el aval del Estado e impidiendo la quita”.

(12) Sorprende que el Legislador haya elegido el rendimiento de las Obligaciones del Estado-que miden el riesgo soberano de un país y no los riesgos de un negocio- en lugar del Coste Medio Ponderado del Capital, WACC en sus iniciales en inglés, más adecuado para la toma de decisiones de inversión al tener en cuenta el coste del capital propio y otros.

(13) En la Exposición de Motivos del Real Decreto-ley 9/2013, el concepto de “empresa eficiente y bien gestionada” ha sido determinado por la jurisprudencia comunitaria, y es “aquella empresa dotada de los medios necesarios para el desarrollo de su actividad, cuyos costes son los de una empresa eficiente en dicha actividad y considerando los ingresos correspondientes y un beneficio razonable por la realización de sus funciones”.

El futuro de los hidrocarburos



José Luis Díaz Fernández

Doctor Ingeniero de Minas

Catedrático Emérito ETS Ingenieros de Minas de Madrid

Expresidente de Campsa, CLH, Repsol Petróleo y Fundación Repsol

Resumen

En los próximos años la oferta de petróleo alcanzará difícilmente la demanda debido a que las reservas están concentradas en gran parte en países inestables políticamente, que podrían no realizar las enormes inversiones requeridas para su puesta en producción. Ello se traducirá en precios que podrían superar los 150\$/barril. En cuanto al gas natural, las reservas están más diversificadas y han aumentado considerablemente debido al desarrollo del gas no convencional (arenas compactas). Sin embargo, la lejanía entre países productores y consumidores y la dificultad y coste de la logística en forma de gas natural licuado (GNL) constituye un serio inconveniente que disminuirá con el progreso tecnológico.

Palabras clave

Petróleo, transporte aéreo, transporte terrestre, crisis, gas natural licuado

Abstract

It is just a matter of time before the demand for oil outstrips supply on account of the concentration of the majority of the world's reserves in politically unstable countries that will no longer be able to meet the vast investment required for production. This will then lead to oil prices possibly in excess of \$150/barrel. In terms of natural gas, the reserves are more diversified and have increased considerably as a result of the development of unconventional gas (tight sand). However, the distances between the producing countries and the consumers and the logistical costs in the form of liquefied natural gas (LNG) poses a serious inconvenience that may only be remedied by technological advances.

Keywords

Oil, air transport, land transport, crisis, liquefied natural gas

1. El futuro del petróleo

1.1 Evolución histórica de los precios (Fig. 1)

Es de interés, como introducción al estudio del petróleo, analizar la evolución histórica de su precio en dólares nominales y en dólares de 2012.

Puede apreciarse que hasta 1973 el precio se mantuvo a niveles muy bajos, del orden 1,2-1,4/barril nominales y 10-15\$/barril reales. El desarrollo económico mundial y, en particular, el español entre 1960 y 1973, se sustentó en un petróleo abundante y a muy bajo precio. La primera crisis del petróleo originada por la guerra de Yom Kippur en octubre de 1973 multiplicó por 5 el precio del petróleo en términos reales (de 10 a 50 \$/barril) y la revolución de Irán en 1980/81, tensionó nuevamente los mercados, alcanzando los 100\$/barril en términos reales.

Estos niveles de precio se alcanzaban porque los países de la OPEP, Organización de Países Exportadores de Petróleo, creada en 1960, ajustaban la producción para conseguir tensionar el equilibrio oferta-demanda. Consecuencia de ello fue la reducción de sus ventas debido a la desaceleración económica mundial y a que sus precios eran competitivos yacimientos conocidos pero hasta entonces no explotados por sus costes de producción relativamente elevados. La cuota de mercado de la OPEP bajó del 45 % al 25 %. Para recuperar cuota, algunos países rompieron el cartel y bajaron los precios hasta menos de 10\$/barril nominales en 1985. En algunos momentos se aplicó la fórmula llamada *net-back*. El refinador valoraba las ventas de productos petrolíferos y de esta cantidad se deducían los costes de refino y de transporte abonando la cifra resultante. Los precios empezaron a recuperarse hasta finales de la primera década del presente siglo en que se alcanzaron los 100\$, nivel que, con pequeñas oscilaciones se viene manteniendo.

Crude oil prices 1861-2012
US dollars per barrel
World events

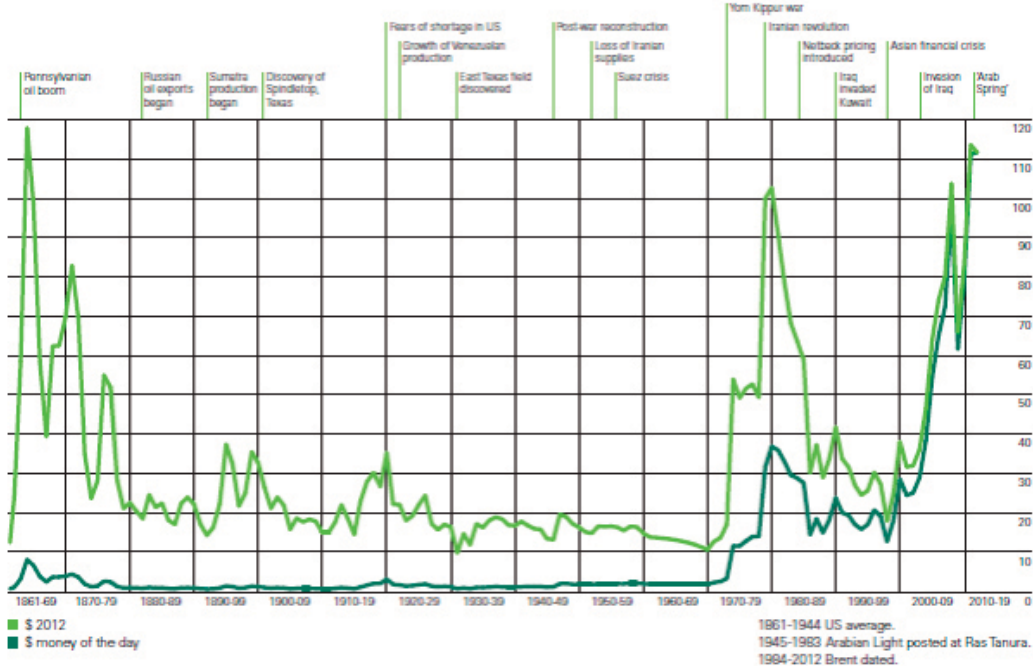


Fig. 1. Evolución histórica de los precios

1.2. Evolución de las reservas de petróleo

La producción de petróleo ha aumentado de modo continuo entre 1992 y 2012 habiendo pasado de 65 millones de b/d en 1992 a 86 millones veinte años más tarde, es decir, en 20 años se han producido 550 Gb de petróleo. En el mismo periodo de tiempo, las reservas económicamente recuperables han pasado de 1.039 a 1.669 Gb, habiéndose incrementado por tanto en 630 Gb. Ello significa que ha habido que aportar 1.180 Gb adicionales en 20 años (530+630), un 114 % de las reservas recuperables del año 1992.

Las razones de este incremento son tecnológicas y económicas. La evolución de las geociencias (geología y geofísica) ha permitido un mejor conocimiento de las cuencas sedimentarias especialmente por los progresos de la geofísica sísmica. En la década de los 70 del pasado siglo, los registros sísmicos se obtenían en dos dimensiones (sísmica 2D). En el último cuarto del siglo XX, se progresó extraordinariamente en la detección y tratamiento de las ondas sísmicas producidas por medio de explosivos o vibradores con la ayuda de computadoras más potentes y rápidas y un avanzado *software*, capaces de procesar en pocos días, en lugar de meses requeridos anteriormente, una enorme cantidad de datos a partir de los cuales se ha podido

construir una imagen tridimensional de las estructuras de una cuenca sedimentaria (sísmica 3D). La mejor definición del modelo geológico y de las potenciales reservas de una zona permite una mejor localización de los sondeos exploratorios incrementando así el factor de éxito de estos, que se ha duplicado en los últimos 30 años. Nuevos desarrollos tanto en la captación como en el tratamiento de los datos permitirán mejorar la imagen de formaciones situadas bajo espesas capas de sal o muy deformadas tectónicamente.

La realización de la sísmica 3D en sucesivas etapas del desarrollo de un yacimiento (sísmica 4D), permite conocer el movimiento de los fluidos contenidos en la formación (gas, petróleo y agua), obteniendo así una valiosa información para la mejor explotación del yacimiento y el consiguiente incremento del factor de recuperación.

Culminados los trabajos geológicos y geofísicos para la localización de posibles acumulaciones de hidrocarburos, la fase siguiente es el sondeo exploratorio que, en general, constituye el coste más elevado de la exploración. Se han producido grandes avances con la utilización de sistemas mecánicos e hidráulicos de nuevo cuño, que permiten mejorar la eficiencia de la transmisión de energía al trépano e

incrementar la eficacia de este en la perforación (motores de fondo, sartas articuladas, tuberías expandibles), así como mejoras en la metalurgia y el diseño de los elementos cortantes y de los fluidos de perforación. A su vez, los progresos realizados en las diagráfias eléctricas obtenidas durante la perforación (sónicas, nucleares y eléctricas), permiten la caracterización petrofísica de las formaciones en tiempo real: litología, porosidad, saturación en hidrocarburos, caracterización de los fluidos encontrados, etc. Todo ello ha dado lugar a una reducción del tiempo de perforación y a una mejora del coste y del control de los sondeos.

Otro gran desarrollo tecnológico ha sido la desviación de los sondeos verticales hasta alcanzar la horizontalidad a diferentes profundidades y en varias direcciones a partir de un pozo troncal vertical. Aunque la perforación horizontal es más cara que la vertical, los mayores costes son ampliamente compensados por las mejoras en productividad y los incrementos del factor de recuperación.

En los últimos años está adquiriendo un gran desarrollo la perforación marina. Desde los pocos metros de profundidad de agua a los que se podía perforar hace varias décadas, se ha pasado a más de 3.000 m en los sondeos de exploración y más de 2.750 en los de producción.

El mayor incremento de las reservas proviene del petróleo no convencional que hoy es económicamente competitivo a pesar del corte de extracción y del "upgrading" desde la densidad de 10° API a la de los destilados ligeros y medios. En efecto, en los últimos años las reservas recuperables de pizarras bituminosas en Canadá ha pasado de 40 Gb a 174 Gb y las de crudos extrapesados de Venezuela de 63 a 298 Gb, superando estas últimas a las de Arabia Saudita (266 Gb). Es decir, del incremento de reservas de 630 Gb en los últimos 20 años, 369 (el 59 %) se han producido en Canadá y Venezuela.

Es de significar que gran parte de las reservas están en países con grados diferentes de inestabilidad política y lo que genera incertidumbre respecto de la puesta en producción de sus reservas. Se requieren inversiones enormes para el desarrollo de los yacimientos conocidos que actualmente son en gran parte propiedad de las empresas nacionalizadas (NOC) que podrían no realizar todas las inversiones mencionadas por tener otras prioridades para los recursos disponibles o por preferir mantener la tensión oferta-demanda que favorece los altos precios del petróleo.

1.3. El futuro del petróleo

Las previsiones respecto de la demanda de petróleo indican que esta seguirá aumentando, debido en gran parte al peso de las economías emergentes como China o India. Frente a un crecimiento del consumo mundial del 14 % en los últimos 10 años, en China casi se duplicó y en India superó el 50 %.

La demanda de petróleo seguirá creciendo. Por el contrario, la oferta alcanzará difícilmente esta demanda por las razones antes apuntadas. Si en medio de una desaceleración económica mundial los precios del petróleo superan los 100\$/b, los más altos de la historia, es de temer que una recuperación de la economía mundial a la que irá asociada un mayor crecimiento de la demanda de petróleo origine tensiones en los mercados que podrían traducirse en precios elevados, tal vez del orden de 150 a 160 \$/b.

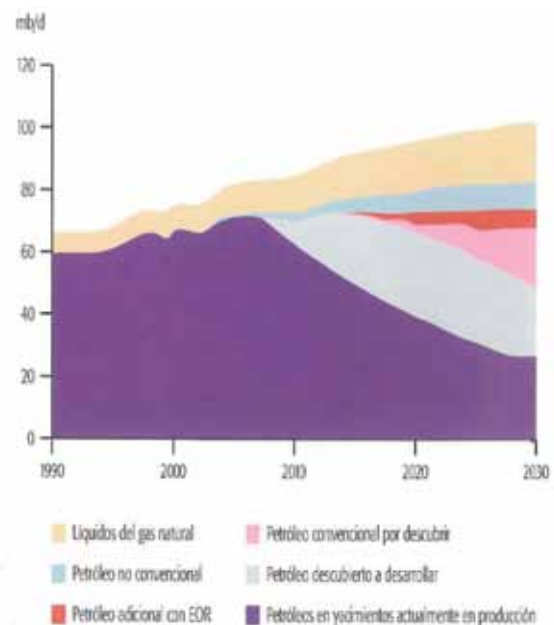


Fig. 2. Riesgos sobre la disponibilidad futura de petróleo

La figura 2 refleja los riesgos respecto a la disponibilidad futura de petróleo. El petróleo procedente de los yacimientos actualmente en producción ha comenzado a declinar, por lo que será necesario poner en producción petróleo descubierto y no desarrollado que igualmente empezará a declinar hacia 2020. Sumando el petróleo por descubrir, se alcanzará en 2030 una producción muy inferior a

la demanda que será complementada con el petróleo no convencional y los líquidos contenidos en el gas natural. La inversión requerida hasta 2030 se ha evaluado en unos 5 billones de dólares.

2. El futuro del gas natural

2.1. Evolución histórica del precio del gas natural

El precio del gas importado en los países carentes de esta fuente de energía ha evolucionado de manera similar al petróleo aunque algo más moderadamente. Entre 2002 y 2012 el precio del gas CIF Alemania aumentó el 241 % mientras que el petróleo lo hizo el 343 %. En cambio, en países autosuficientes en gas como lo es actualmente Estados Unidos debido al aumento de la producción de gas no convencional los precios se mantienen muy bajos, del orden del 30 % de los europeos. Por el contrario, en Japón, más lejos de las plantas de licuación de gas, el precio CIF es un 50 % superior a los europeos.

2.2. Evolución de las reservas de gas natural

Las reservas probadas de gas natural y la producción, expresadas en Tcm han evolucionado del modo siguiente:

Año	Reservas	Producción
1992	117,6	2,00
2002	154,9	2,52
2012	187,3	3,36

Entre 1992 y 2002 se han producido 53,6 Tcm y las reservas han aumentado en 69,7 Tcm. Por tanto, en este periodo las nuevas reservas identificadas han ascendido a 123,3 Tcm. La razón de este incremento es la misma que en el caso del petróleo: las mejoras en las tecnologías de exploración y producción, el desarrollo de yacimientos marinos a grandes profundidades y la puesta en producción de gas no convencional, especialmente las arenas compactas (*tight sands*) y las formaciones carboníferas (*coalbed methane*, CBM). En Estados Unidos más del 50 % del gas producido procede de las arenas compactas y el 10 % del CBM. En España las reservas de gas son prácticamente nulas; sin embargo, en ciertas zonas podrían localizarse arenas compactas pero existe una oposición por parte de los movimientos ecologistas, carente de fundamento, que dificultará su localización y desarrollo. El argumento de que podría afectar a los acuíferos no es cierto, dado que

el gas se encuentra a profundidades muy superiores y las tecnologías de perforación permiten aislar estos acuíferos. Parecida consideración puede hacerse a la contaminación de las aguas que se utilizan para fracturar las formaciones, que pueden depurarse hasta lograr un impacto medioambiental mínimo.

La relación reserva-producción es de 57.

2.3. El futuro del gas natural

El inconveniente mayor del gas natural es la dificultad de su transporte marítimo, imprescindible por la lejanía de los yacimientos y los países consumidores. La licuación del gas natural a la presión atmosférica requiere un enfriamiento de hasta -161 °C ocupando un volumen 600 veces inferior al que ocupa en estado gaseoso a la presión atmosférica. Por tanto, un m³ de GNL contiene 5.400 termias, frente a 8.100 termias/m³ de petróleo. Las inversiones son muy elevadas y solo se realizan cuando existe un comprador seguro, utilizándose las cláusulas *take or pay*, es decir, se paga aunque no se retire el volumen contratado. La inversión en una planta de licuación varía entre 0,43 y 0,58 \$/m³.

También el transporte marítimo es caro. En efecto, la inversión por unidad energética en un metanero es el doble que un petrolero y la densidad de la carga es el 55 % de la de un petróleo de 34° API.

Las ventajas del gas natural como combustible hacen que se prevea un importante incremento del consumo mundial a medida que se desarrolla la logística, ya sea por gasoducto o en forma de GNL, sin por ello dejar de considerar la vulnerabilidad de las rutas de abastecimiento. Recuérdese, a estos efectos, la interrupción del suministro de gas natural desde Kazakhsan al centro de Europa a su paso por Ucrania que tuvo lugar hace algunos inviernos.

En España existen 7 plantas de regasificación, frente a 11 en el resto de Europa lo que confiere a nuestro país una gran versatilidad en el abastecimiento de GNL. Por otra parte, hay dos gasoductos Argelia-España, uno a través de Marruecos y otro directamente desde Orán a Almería. En 2012 se importaron 13,3 bcm por gasoducto (10,2 de Argelia y el resto del Reino Unido y Noruega) y 21,4 en forma de GNL (5,4 de Nigeria, 3,6 de Argelia, 4,3 de Qatar, 2,6 de Perú y 2,5 de Trinidad y Tobago). La red de gasoducto española es del orden de 9.000 km. El consumo de gas ha pasado de 20,8 bcm en 2002 a 31,4 en 2012. **ROP**



**Fig. 3. Foto de 1975.
Visita del ministro de Industria
al yacimiento marino de
Casablanca**



**Fig. 4. Foto de 1975.
Visita del ministro de Industria
al yacimiento marino de
Casablanca**



**Fig. 5. Foto de 1999.
Visita del ministro de Industria
al Instituto Superior de la
Energía en Móstoles**



**Fig. 6. Foto de 1987.
Visita del Rey a Campsa, con
motivo del sesenta aniversario
de la creación del monopolio de
petróleo**

Las redes inteligentes en el futuro del sistema eléctrico



Miguel Ángel Sánchez Fornié

Ingeniero Industrial de ICAI
Director de Sistemas de Control y Telecomunicaciones de Iberdrola



Jesús García de la Llana

Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos
Director de Construcción en Alta Tensión de Iberdrola

Resumen

La energía eléctrica es un elemento fundamental imprescindible para soportar los retos del futuro relacionados con el medio ambiente y las nuevas tecnologías. La generación distribuida de energías renovables y la mejora en la eficiencia del consumo obligan a la necesidad de desarrollar la inteligencia en las redes de distribución, en media y baja tensión. El estado actual de las tecnologías de información y de telecomunicaciones hacen posible que las redes inteligentes sean ya una realidad aunque el papel del regulador público será clave para determinar el grado de desarrollo de la inteligencia de estas redes.

Palabras clave

Energía eléctrica, medio ambiente, redes de distribución, energías renovables

Abstract

Electrical energy has a fundamental and essential role in facing the environmental challenges of the future and providing the response of new technologies. The distributed generation of renewable energies and improved consumption efficiency make it necessary to develop smart grids in medium and low voltage areas of the network. While the current state of IT and telecommunications ensure that smart grids are already a distinct possibility, the role of the public regulator is key to determining just how "smart" these grids may be.

Keywords

Electricity, environment, distribution networks, renewable energies

Escribir sobre el futuro de algo siempre conlleva un riesgo. Sobre todo, cuando se trata de algo tan complejo como es el sistema eléctrico y no tanto por sus dificultades técnicas y sus diferentes tecnologías, sino por el uso que la sociedad hace y hará de este sistema.

Cualquier sistema que usa continuamente nuestra sociedad se ve afectado de una forma u otra, por la transformación y cambio de esa sociedad y ahí, en el elemento humano que lo compare es donde radica la mayor incertidumbre a la hora de predecir.

El título de este artículo plantea directamente el problema de predecir el futuro del sistema eléctrico y a ello se dedicará la primera parte del mismo. La segunda parte se dedicará a apuntar cómo el concepto de red inteligente facilitará alcanzar ese futuro.

1. La energía eléctrica. Su papel en el futuro.

¿Va a ser la electricidad la base del consumo energético del futuro? La agencia internacional de la energía publica unas estadísticas que se han convertido en la referencia obligada para comprobar lo que ha pasado y su tendencia hacia el futuro [1].

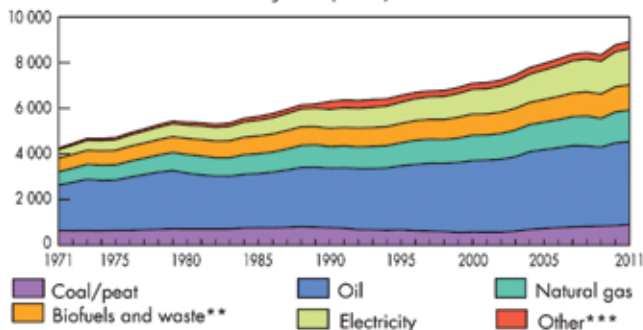
En los casi 30 años del periodo comprendido entre 1973 a 2011 el mundo casi ha duplicado su consumo final de energía. De las 4.674 Mtoe se han pasado a 8.918 Mtoe lo que supone un aumento del 90,8 %. La electricidad, que suponía un 9,4 % del total en 1973, ha pasado a ser el 17,7 % en 2011, con un crecimiento del 259 % (Fig 1).

Primera conclusión, pues: la electricidad gana posiciones y va camino de alcanzar el 20 % del consumo mundial. Pero, ¿tanto como para ser su mayor componente? Salvo en el caso del gas natural, el resto de las fuentes de consu-

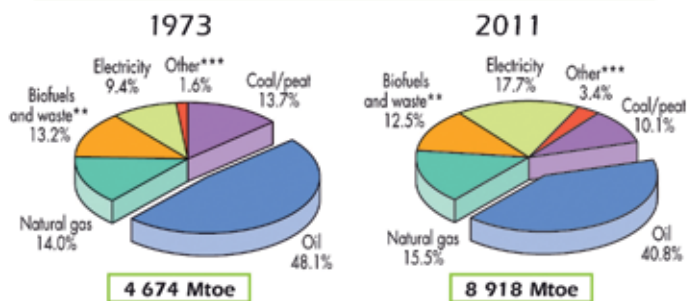
TOTAL FINAL CONSUMPTION

World

World* total final consumption from 1971 to 2011 by fuel (Mtoe)



1973 and 2011 fuel shares of total final consumption



*World includes international aviation and international marine bunkers.
 **Data prior to 1994 for biofuels and waste final consumption have been estimated.
 ***Other includes geothermal, solar, wind, heat, etc.

Fig. 1. Consumo final de energía en el mundo (millones de toneladas equivalentes de fuel)

mo final tienen una tendencia decreciente, si bien todavía el petróleo y el carbón juntos superan el 50 % del total.

Y si esta tendencia registrada se mantiene, es decir un incremento del 2 % en la participación de la electricidad, cada 30 años, llegaríamos a necesitar unos cuantos siglos para que se alcanzara el 50 %.

Habría que cambiar esa tendencia. Pero aquí ya empiezan a jugar los intereses de los diversos sectores en el campo de la energía, por ejemplo, el petrolero, de manera que

no cabe esperar un cambio endógeno. El cambio vendrá de fuera y se impondrá, en gran parte, por el cambio en el clima de nuestro planeta.

No vamos a entrar a discutir en profundidad este aspecto que todavía es negado por algunos, aun cuando cada vez encontremos más evidencias científicamente demostradas de que hay un cambio directamente relacionado con el aumento en la emisión de gases de efecto invernadero. Si no se modifica el régimen actual de esas emisiones y extrapolamos lo ya conocido, podría alcanzarse en el año 2100 un aumento de la temperatura media entre 4 °C y 6 °C [2]. Las consecuencias son imprevisibles, pero no podemos ignorar las señales que ya se van observando en forma de calentamiento de océanos, desaparición de hielos y tormentas de gran magnitud [3].

Es fundamental actuar y hacerlo cuanto antes. Se trata de un problema global y no todos los gobiernos se encuentran igualmente comprometidos.

Hay dos direcciones de actuación que suman a la hora de cambiar la intensidad de carbono en una economía. Por un lado, está el cambio en la intensidad de energía y por otro, la disminución en el uso de combustibles basados en carbono. En definitiva, eficiencia energética y reducción del uso de combustibles fósiles.

Aquí es donde la energía eléctrica puede jugar su papel clave en el futuro. Como energía para consumo final, es la más prometedora para conseguirlo en un medio plazo. No tanto por lo que ella pueda contribuir para mejorar la eficiencia en el consumo, que también, sino por su capacidad para utilizar las energías renovables y de bajo contenido en carbono.

En el mismo periodo citado entre 1973 y 2011, el mix de producción de energía eléctrica mundial ha visto reducida sensiblemente la participación del petróleo (probablemente más por sus precios que por otras razones) mientras que el gas natural, la nuclear y, modestamente, las renovables han visto aumentar las suyas (Fig. 2).

Y hay que tener mucho cuidado. No se trata simplemente de reemplazar una fuente por otra. Hay que considerar muy cuidadosamente su efecto económico. No se puede empeorar, ya sea porque estamos anulando economías de escala o porque estemos usando tecnologías toda-

Electricity Generation by Fuel

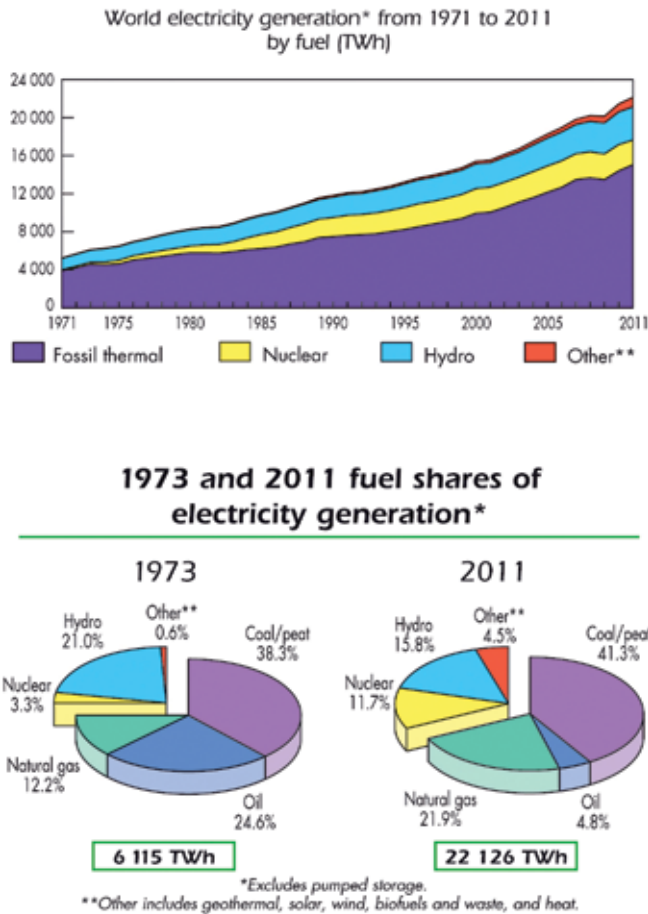


Fig. 2. Generación de electricidad en el mundo

vía ineficientes (en términos coste-producción), sin que se haga público y se acepte ese efecto. El caso alemán es muy claro [4]: la sustitución de 24.000 MW nucleares por energías de otras fuentes, principalmente renovables, conlleva un mayor coste que la sociedad alemana debe conocer y aceptar. No debe estar meridianamente claro cuando las principales empresas del sector eléctrico acababan de manifestar su alerta [5].

Además el accidente de Fukushima, en 2011, ha cortado la esperanza de que la energía nuclear contribuyera de forma sencilla a la reducción porcentual del uso de combustibles fósiles. Está claro que, además de su huella de

residuos radiactivos, una gran parte de nuestra sociedad se opone a su uso, al menos, al incremento de su uso, en la actualidad.

Por otra parte, no se puede abandonar el uso del carbón en la producción de energía eléctrica, pero sí exigir un mayor esfuerzo en el uso de tecnologías menos contaminantes como el filtrado de emisiones y la captura y almacenamiento de carbono. Además, el uso de gas natural, menos contaminante, debería contribuir a requerir menos energía renovable que, al final, es lo que nos queda muy nítidamente en el panorama: las energías renovables.

Una conclusión importante cabe señalar: la planificación del *mix* de energía es absolutamente clave y debe extenderse en el tiempo y revisarse continuamente para adaptarse a las circunstancias que pueden cambiar. No puede ni debe ignorarse nada. En EE. UU. el gas de pizarra (*shale gas*) está cambiando sencillamente su planificación, el desarrollo tecnológico va a permitir que la eficiencia coste-producción se vea alterada en términos comparativos, etc.

Y además de esa planificación, ¿qué nos queda por hacer para cambiar de forma eficaz la tendencia en la emisión de gases de efecto invernadero? La mayoría de los expertos coinciden en que, desde la perspectiva de la generación y el consumo eléctrico, hay que actuar en 3 direcciones:

- La generación distribuida.
- La mejora en la eficiencia del consumo.
- El fomento del transporte eléctrico.

Vamos a revisar cada una de ellas.

2. La generación distribuida

Uno de los primeros fundamentos que se enseña en cualquier disciplina económica es el de las economías de escala. En primera instancia, distribuir la generación eléctrica se opone a su concentración, paradigma defendido desde que se inició el desarrollo de la energía eléctrica, prácticamente durante un siglo.

Pues bien, la naturaleza de la energía de origen renovable principalmente distribuida, hace que su utilización obligue a ubicar en un segundo plano el fundamento de economía de escala. Si se puede, se fomenta, como en el caso de los grandes parques de generación eólica, pero, si no se puede, hay que obviarlo, tratando, eso sí, de defender un mínimo de eficiencia.

desarrollo sostenible



Más que agua

Talento, conocimiento y compromiso.
Aportamos respuestas adecuadas
para una gestión más eficiente.
Compartimos conocimiento
y generamos innovación.
Trabajamos por un futuro basado
en el compromiso y la cooperación.

www.aqualogy.net



AQUALOGY

Where water lives

SOLUCIONES INTEGRADAS
DEL AGUA PARA UN
DESARROLLO SOSTENIBLE

Eficiencia que debe competir, con las reglas del mercado, con otras fuentes de energía ya instaladas. Las subvenciones juegan siempre un papel que distorsiona el mercado de una u otra forma y, si hay que utilizarlas, debe hacerse con sumo cuidado. El crecimiento desbordado del déficit de tarifa español es un claro ejemplo del resultado, además de otros componentes, de un mal uso de las subvenciones a las renovables.

Además es muy importante tener en cuenta la naturaleza intermitente de las renovables, así como su impacto en el funcionamiento del mercado de producción. Es algo también a tener muy presente en la planificación. Precisamente es en la producción donde se ha conseguido que funcione razonablemente el mercado y no se debería fomentar retroceso alguno en la competencia conseguida.

Las simulaciones efectuadas para diferentes grados de penetración de esos dos tipos de generación renovable [6], llevan a diversas conclusiones de las que debiéramos resaltar:

- la mayor penetración de energías renovables conlleva un cambio en el *mix* óptimo de generación disminuyendo la oportunidad de las tecnologías menos flexibles (Fig. 3),
- esa mayor penetración debe acompañarse con tecnologías flexibles y eficientes (centrales de ciclo combinado),

- el mercado mayorista puede funcionar correctamente pero deben evitarse distorsiones que modificarían el *mix* óptimo.

Ahora bien, la energía hay que transportarla y distribuirla desde su producción hasta el consumo. ¿Qué efecto tiene en las redes eléctricas la generación distribuida?

Para contestar a esa pregunta debemos tener en cuenta al conjunto del sistema eléctrico y no sólo limitarnos a resolver cada conexión. Si fuera así, la mera instalación de protecciones, que eviten el curso de perturbaciones originadas en la instalación productora, así como sus equipos de medida de energía, serían suficientes, una vez que se hubiera comprobado, o, en su caso, adaptado la capacidad de la conexión. El sistema, en su conjunto, exige más.

El caso concreto que puede ayudarnos a comprenderlo es el de Alemania. Es en ese país donde se ha instalado una gran capacidad de renovables, siendo la fotovoltaica la mayor del mundo, con 28.000 kW instalados en el 2012 [7] y distribuidos en 1,1 millones de puntos de producción de diferentes tamaños, conectados en un 70 % en la red de baja tensión (menos de 100 kW cada uno) y el resto, en la red de media tensión (más de 100kW cada uno). Con el ritmo de instalación conseguido, propiciado por la política en la que se garantizan subvenciones, se podría alcanzar una potencia instalada de 52.000kW en el 2020. Este

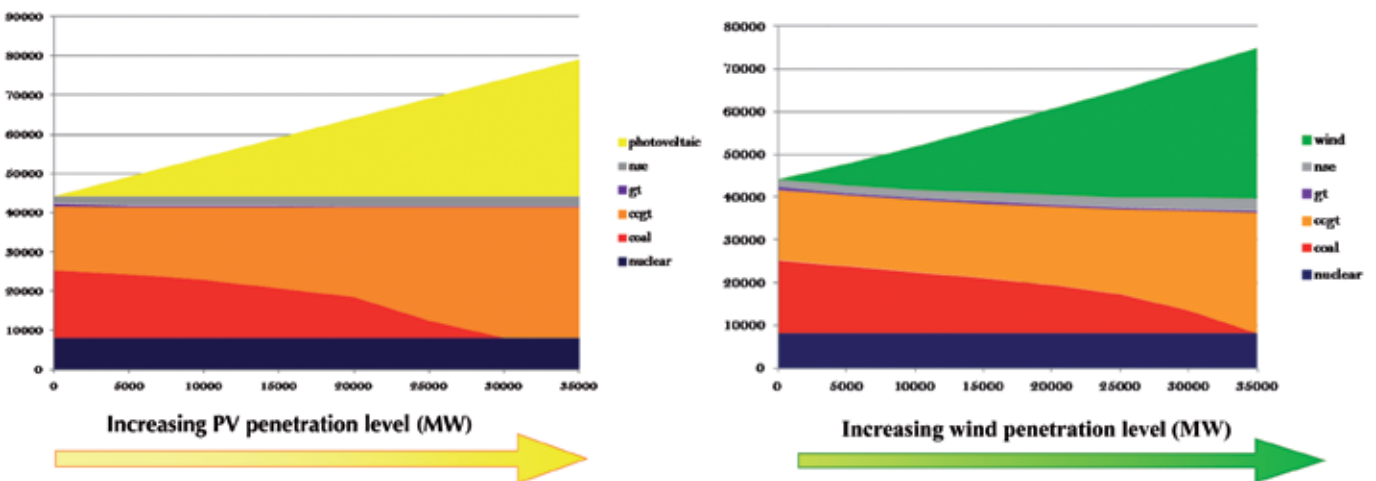


Fig. 3. *Mix* óptimo de generación, en función de los niveles de penetración eólico y solar

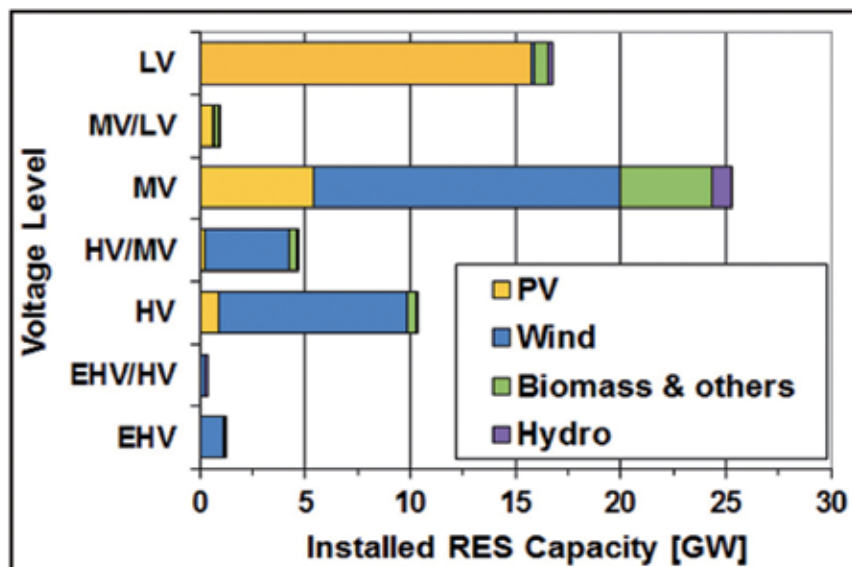


Fig. 4. Potencia de renovables instalada en Alemania por niveles de tensión de la red donde se conectan

parque solar generó en el 2012 el 4 % de la energía total producida en Alemania y alcanzó una contribución del 30 % de la demanda máxima (pico) registrada.

En la figura 4 se observa la potencia renovable instalada en Alemania distinguiendo la red a la que está conectada. En términos generales, la solar está conectada en las redes de baja o media tensión, mientras que la eólica lo hace en las redes de media y alta tensión. A los casi 29.000 kW eólicos instalados se espera añadir 8.000 kW *offshore* en los próximos años.

Esta nueva capacidad distribuida prevista requerirá aproximadamente la instalación de 140.000 km de líneas de M.T., 240.000 km de líneas de B.T. y capacidad transformadora de 20.000 MVA lo que supone una inversión entre 21.000 y 27.000 millones de euros.

Pero además, asegurando la estabilidad del sistema en tiempo real de forma que se pueda actuar en cualquier punto y en cualquier nivel para evitar desequilibrios. La obligación de disparo del inversor de una instalación fotovoltaica cuando se detecta en la red una frecuencia superior a 50,2 Hz se ha demostrado como necesaria pero no suficiente para la operación. Es imprescindible la supervisión de determinados rozamientos en tiempo real, así como la capacidad de telecontrol. Los inversores que se instalan ahora en Alemania deben tener esta capacidad.

Pero tampoco con eso basta. Hay que irse preparando para el almacenamiento distribuido y la gestión de demanda como métodos complementarios en la integración de la generación distribuida.

En definitiva, con inteligencia en red, con la red inteligente; sin ella difícilmente Alemania y otros países que la vayan siguiendo podrán integrar las cantidades previstas.

3. La mejora en la eficiencia del consumo

Dentro de todos los programas que se están desarrollando para mejorar la eficiencia energética en su conjunto, la mejora del consumo eléctrico en particular constituye una actividad prioritaria donde cabe esperar resultados muy positivos a través de dos vías principales: una, la comunicación o información del mismo, con todo detalle, al usuario, y dos, ofrecer la posibilidad de variación o adaptación de ese consumo con objeto de contribuir a la eficiencia del conjunto del sistema. Esta última vía es la base conceptual de la gestión activa de la demanda.

En todo caso se está buscando un ahorro en el propio consumo o en el conjunto del sistema. Para el primero, el del consumo propio, mediante la utilización de electrodomésticos y todo equipo que consuma energía eléctrica, más eficiente y de forma más inmediata mediante el cambio de hábitos de consumo. Para el segundo, el del conjunto del sistema mediante la gestión activa de la demanda.

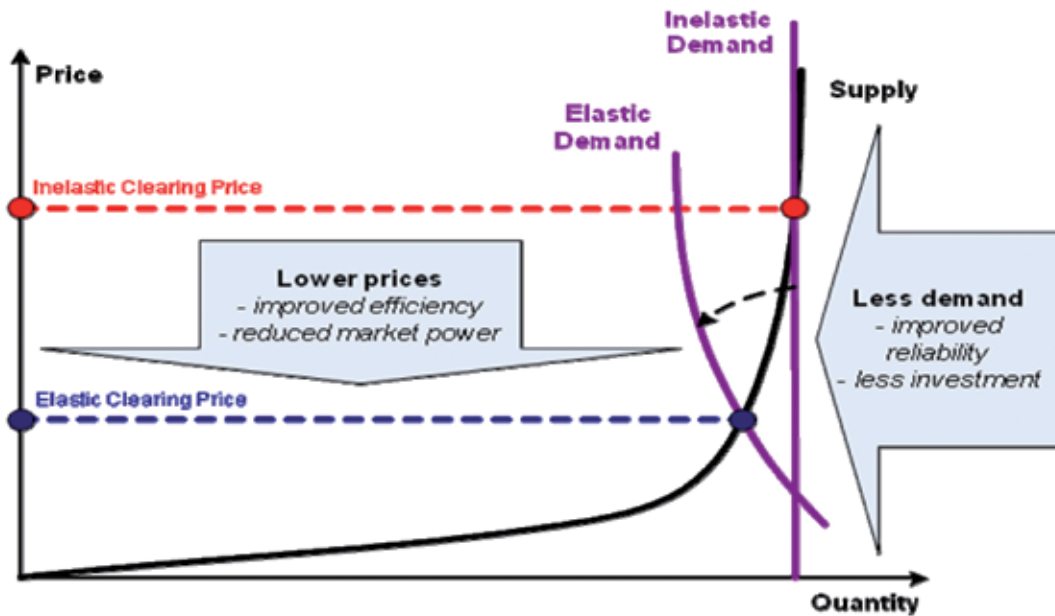


Fig. 5. Elasticidad de la demanda eléctrica

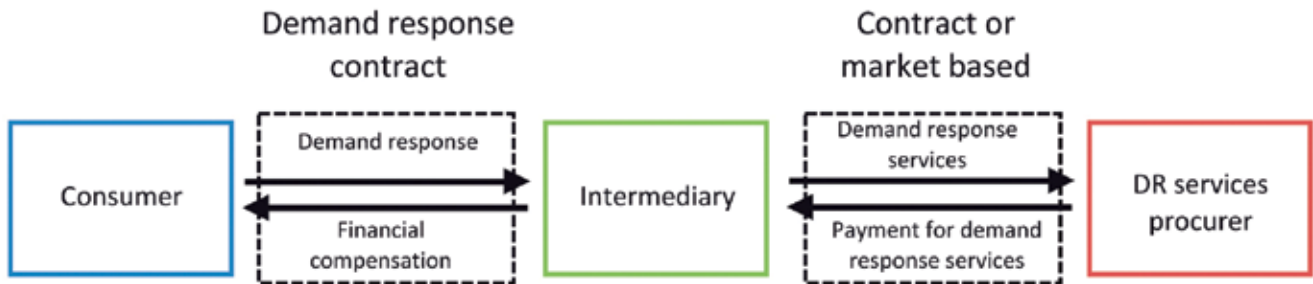


Fig. 6. Interrelación entre clientes, intermediarios usuarios de servicios de gestión de la demanda

La base teórica sobre la que sustenta la gestión activa de la demanda se resume en la figura 5. Se trata de aumentar la elasticidad al precio por parte de la curva de demanda. Parece demostrado que los clientes industriales de gran consumo se comportan con una demanda más elástica que en el caso de los clientes domésticos, pero incluso en este último caso se puede esperar una elasticidad que reaccione adecuadamente ante la evolución de precios.

El gran problema es cómo ponerlo en práctica. En primer lugar está la dificultad técnica de que debemos acercarnos al tiempo real para conseguir un mercado más “perfecto”. La medida inteligente de consumo que se está desarrollando en la mayoría de los países no soporta estrictamente el tiempo real. Se acerca tan solo.

Pero siendo esta una dificultad, el problema más relevante es la dificultad regulatoria. Uno de los informes más recientes sobre este asunto [9] ha sido elaborado por investigadores de la escuela de regulación de Florencia, en el marco del proyecto THINK, financiado por la Comisión Europea. Prácticamente todas las recomendaciones que recoge para la implantación efectiva de la gestión activa de la demanda son regulatorias:

- asegurar la protección y capacidad de decisión de los consumidores desarrollando reglas de transparencia en contratos, facturación e información de consumo y costes. Incorporarlos a los procedimientos para la resolución de conflictos.

- Promocionar proyectos piloto en los contratos y establecer una base de datos para su divulgación.

- Facilitar la entrada de nuevos agentes en el mercado, asegurando acceso no discriminatorio en todos los segmentos del mismo.

- Enfocar a más largo plazo, un mercado europeo integrado en tiempo real que pueda irse abriendo gradualmente a pymes y consultores domésticos.

En la figura 6 se reproduce el esquema propuesto en el informe referido para establecer el futuro mercado de la gestión de demanda. Es muy básico y habrá que adaptarlo, de acuerdo con la regulación de cada país pero ya se resalta la importancia de un agente que intermedie, y sea capaz de agregar, entre el cliente y el agente que utiliza en el sistema eléctrico los servicios de gestión de la demanda.

En Estados Unidos la gestión de la demanda se está implantando. Por un lado, se configura como la utilización inmediata de los despliegues de medida inteligente que se han venido haciendo en aquel país como así lo reconocen y requieren los reguladores en un gran número de sus Estados. Por otro lado, la integración vertical que se mantiene en todas las empresas, excepto las del Estado de Texas, hace fácil la justificación de la gestión de la demanda, sin más que oponerla al coste de nueva generación concentrada.

Y ¿en Europa? Pues, de momento mucho de investigación y desarrollo y poco de aplicación práctica a suficiente escala. Es cierto que el asunto preocupa y despierta interés a nivel de la administración europea, pero la realidad de la operación del sistema eléctrico no permite una comparación con la práctica al otro lado del Atlántico.

También aquí debemos resumir que sin inteligencia en red, la gestión activa de la demanda no será posible. Y la medida inteligente es necesaria pero no suficiente. Debe acompañarse con mayor control de la red en todos los niveles y en tiempo real y asimismo deben establecerse los adecuados procedimientos que regulen el papel de los operadores de red de distribución y del operador de la red de transporte con la necesaria coordinación.

4. El fomento del transporte eléctrico

Resulta obvia la ventaja de sustituir combustible fósil por electricidad, siempre y cuando el origen de esa electricidad sea de fuentes más limpias. Técnicamente parece todo resuelto, pero la diferencia entre el precio de adquisición de los vehículos eléctricos y el de vehículos con combustible fósil de las mismas prestaciones, todavía es considerable, de manera que aún no se ha producido el esperado crecimiento en su uso.

En los últimos cinco años se han necesitado todo tipo de previsiones sobre la penetración del vehículo eléctrico, tanto puro como híbrido enchufable, y la mayoría han resultado erróneas. Es bien cierto que incluso se ha dado el caso local de un número de vehículos eléctricos menor que el de puntos de recarga dispuestos para su uso público. Las conclusiones del análisis efectuado en el 2009 [10] en el marco de una reflexión amplia sobre el transporte en España son todavía válidas. Deben repetirse tres por el asunto que nos ocupa.

- El sistema eléctrico, incluyendo generación, transporte y distribución, está preparado para acoger la demanda de un parque numeroso de vehículos eléctricos, siempre y cuando se pueda controlar la carga en la magnitud y en su plazo.

- El procedimiento de carga lenta en horas valle es el preferible al evitar inversiones en la red.

- Las tecnologías de información y comunicaciones deberán emplearse de forma intensiva y masiva con objeto de permitir el control y la gestión adecuada de la carga.

En resumen, necesidad de inteligencia en red.

5. Las redes eléctricas del futuro

Los tres casos revisados como acciones necesarias para contribuir a la reducción de gases de efecto invernadero concluyen en la necesidad del desarrollo de las redes eléctricas inteligentes que no es sino la incorporación de la "inteligencia" que puedan aportar las tecnologías de información y telecomunicaciones en las redes eléctricas convencionales.

Planteábamos al comienzo cómo será el sistema eléctrico del futuro. Y por lo escrito hasta ahora parece claro que

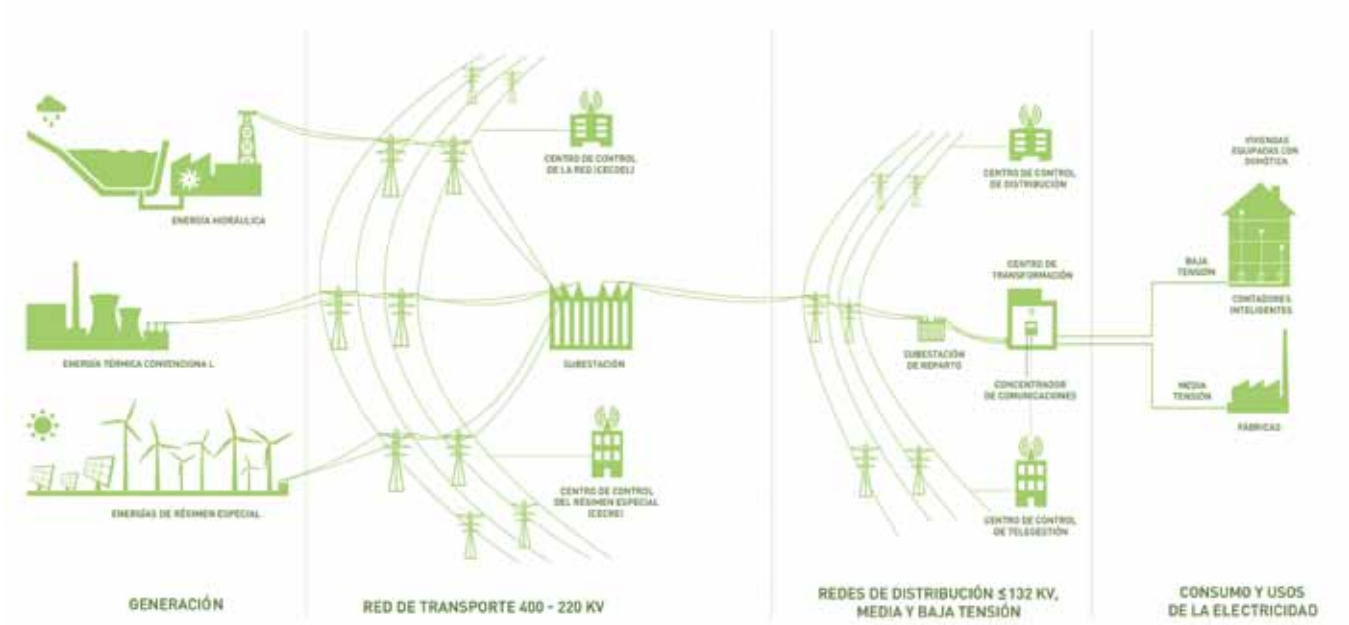


Fig. 7. Esquema básico de generación, transporte y distribución de la energía eléctrica

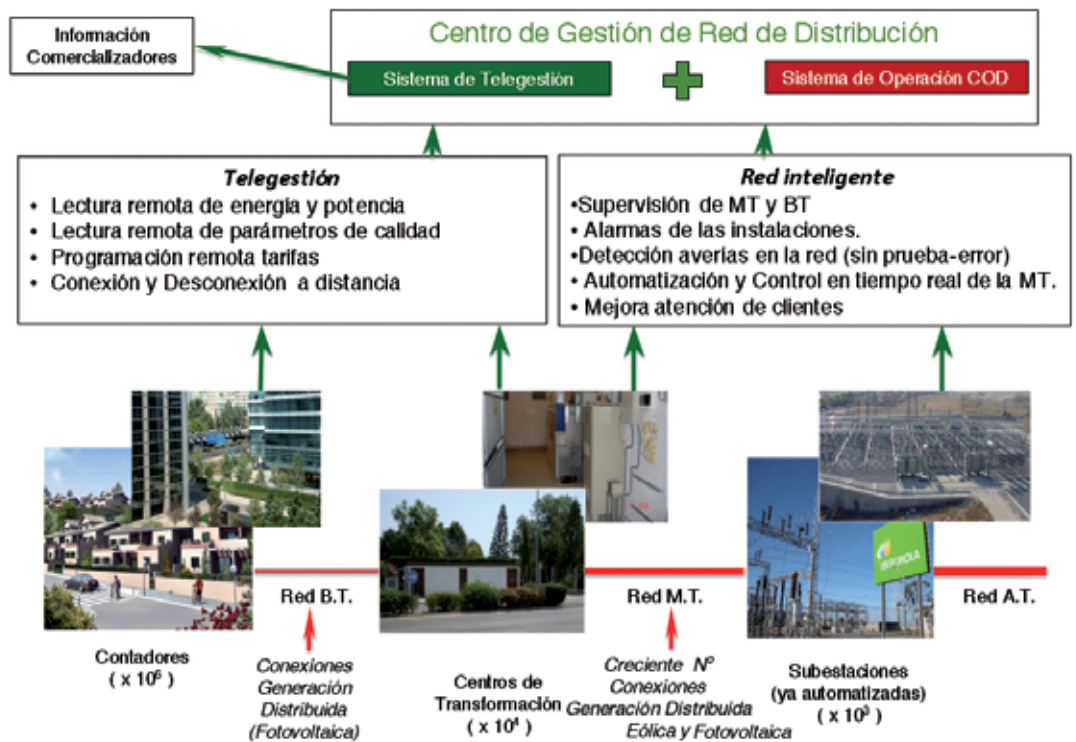


Fig. 8. Gestión de red de distribución

contará con redes más inteligentes que las ahora disponibles y como es de prever, su gestión será diferente tanto en la operación como en su mantenimiento. No basta con instalar electrónica para comunicar y controlar. Es imprescindible adaptar los procesos y la organización hacia esa evolución. En el fondo se trata de un gran cambio cultural.

¿Cómo se desarrollan las redes inteligentes? El conjunto del sistema eléctrico compuesto de generación, transporte, distribución y consumo cuenta hoy con diverso grado de inteligencia: mucha en generación y transporte y poca en distribución y consumo. La razón de ello es doble: la necesidad de determinadas funciones y el estado de la tecnología disponible a lo largo del tiempo en que el sistema ha venido prestando su servicio esencial, no lo olvidemos, a la sociedad.

Desde que hubo que evitar que una perturbación de cualquier tipo se extendiera por todo el sistema, nacieron las protecciones y las teleprotecciones. Desde que hubo que ordenar a distancia las consignas de potencia a las centrales de generación en función de la variación de la demanda, nació el telecontrol que además se fue incorporando en subestaciones y líneas eléctricas sobre todo de transporte, es decir en alta tensión.

Hemos podido gestionar el sistema, hasta la fecha con poca inteligencia en las redes de distribución (media y baja tensión) e incluso en el consumo. La lectura manual de contadores ha permitido la facturación eficiente del consumo. En definitiva, proporcionando los servicios que demanda la sociedad de forma eficiente (coste-resultado) y fiable.

Pero es bien cierto que las nuevas funciones previstas no podrán desempeñarse sin introducir mayor inteligencia en la red. Y principalmente en las redes de distribución y en el consumo. Parece poco discutible que comenzar por la medida inteligente es un buen paso. Pero, como se ha dicho no es suficiente, hay que complementarlo con supervisión en tiempo real y automatización en las redes, así como capacidad de actuación en el lado del consumo. ¿Hasta qué grado? ¿Es imprescindible instalar medida inteligente en el 100 % de los puntos de consumo? ¿Hasta dónde se debe automatizar? ¿Hay que supervisar y telecontrolar la red de baja tensión? Estas son algunas de las preguntas que deben formularse en la decisión y

desarrollo del proyecto de red inteligente. Su contestación no es única, depende de cada empresa distribuidora y ante todo de la regulación aplicable. No olvidemos que las redes son imprescindibles para el servicio eléctrico y su gestión está fuertemente regulada. No es aventurado afirmar que las redes inteligentes serán lo que quieran los reguladores en cada caso.

Un ejemplo, la medida inteligente no es hoy obligación legal en todos los Estados Unidos como tampoco lo es en todos los Estados miembros de la Unión Europea. Basta citar el reciente estudio encargado por el gobierno alemán [12] donde se concluye que el despliegue completo de medida inteligente en aquel país no justifica su coste y recomienda su instalación en determinados casos (por encima de 10kW de potencia instalada y en todos los casos de autoproducción).

Porque, al final, subsisten las preguntas sobre las redes inteligentes. ¿Cuánto cuestan? ¿Quién las paga?

La inversión que requieren las redes de distribución es importante por el interés de instalaciones que se ven afectadas.

En la figura 8 se ve el caso de Iberdrola en España que, como empresa de distribución en Europa, gestiona unos números que pueden considerarse típicos en este continente: para 10 millones de clientes, se gestiona una red de 100.000 centros de transformación y 1.000 subestaciones de alta tensión.

Estos números son los que llevan a alcanzar inversiones totales muy importantes y los que recomiendan un control intensivo de los costes unitarios. Un solo euro de ahorro en el coste de un contador inteligente se ve multiplicado por millones. El fomento de la competencia efectiva mediante el uso de protocolos abiertos y no propietarios ha arrojado resultados espectaculares [13] en el caso de los contadores.

Pero la red inteligente es más que la medida. En su conjunto, hace tan sólo 2 años, se aceptaba generalmente que la inversión total llegaría al entorno de los 300 euros por punto de suministro. Hoy en día, después del uso intensivo de estandarización y soluciones abiertas, resulta posible apuntar hacia los 100 euros por punto de suministro. Es decir, en el mejor de los casos, las redes inteligentes pue-

den suponer una inversión europea para sus 27 estados miembros, de 40.000 millones de euros aun cuando todavía alguien estime que superará con creces los 100.000.

¿Quién lo paga? La sociedad en su conjunto se beneficiará, como hemos dicho en la primera parte de este artículo, pero la distribución del coste debe ser justa y en función del beneficio que obtenga cada uno. El consumidor final será el gran beneficiado, sobre todo, si se consigue que la competencia sea mayor y los precios de la electricidad alcancen un óptimo en el mercado. Pero en la cadencia hay otros beneficiados que deben tenerse muy en cuenta para que compartan, proporcionalmente, los costes. El regulador será clave, y desde luego deberá permitir una recuperación y retribución justa de la inversión que, en primera línea, debe hacer la empresa que gestiona la red.

Al igual que se citaba para el caso de la implantación de la gestión de la demanda, el verdadero problema para desarrollar las redes inteligentes y, en definitiva, dotarnos del sistema eléctrico del futuro es el regulatorio. Hay mucho por hacer, pero es urgente. Sin una regulación que, en un marco de estabilidad y predictibilidad, incentive la inversión necesaria en redes, tardaremos mucho más tiempo de lo deseable.

6. Conclusiones

La energía es uno de los grandes problemas de la sociedad. El crecimiento en su consumo debe modificarse, buscando controlar y reducir la emisión de gases de efecto invernadero. La energía eléctrica es uno de los medios más útiles y eficaces para conseguirlo y, en consecuencia su consumo debe fomentarse. La generación distribuida de origen renovable, la mejora en la eficiencia en el consumo y el fomento de transporte eléctrico son actividades que ocurrirán antes o después, a pesar de los cambios en las políticas energéticas. En Europa, será muy difícil que se consigan los objetivos 20-20-20 en el año 2020, como tan sólo hace cinco años se había aceptado como paradigma irrenunciable. La crisis, la evolución de los precios de la energía, etc., no permite mantenerlo como tal. Pero, a pesar de ello, dichas actividades ocurrirán y para que sean posibles, es imprescindible que las redes eléctricas evolucionen de forma que estén preparadas para ese futuro. La sociedad que, como decíamos al principio, es la componente más difícil de prever, parece que ya lo está demandando. **ROP**

Referencias

- [1] Agencia Internacional de la Energía (AIE). 2013 Key World Energy Statistics.
- [2] Richard K. Lester and David M. Hot. Unlocking Energy Innovation. MIT Press 2012.
- [3] U.S. National Aeronautics and Space Administration. Climate Change: How do we know?
- [4] Energiewende. Programa de desarrollo de energía limpia del gobierno alemán. Múltiples referencias.
- [5] <http://www.mittelbayerische.de/nachrichten/wirtschaft/artikel/stromkonzerne-fordern-kurswechsel/971394/stromkonzerne-fordern-kurswechsel.html>
- [6] José I. Pérez Arriaga, "The Utility of the future". Cátedra BP de energía y sostenibilidad. Universidad de Comillas. Septiembre 2013.
- [7] Blanca Barth, Nadav Enbar, Mike Taylor. Can Germany count on solar?. Policy drives powerful growth, but future depend on a resilient grid. SEPA and EPRI. Septiembre 2012.
- [8] Miguel A. Sánchez Fornié, Roberto Gonzalez Sainz Maza, Desarrollo de Smart Grids para el fomento de la eficiencia energética. Anuales de Mecánica y electricidad. Julio, Agosto, 2013
- [9] Leigh Hancher y otros, "Shift, not drift: towards Active Demand Response and beyond" Florence School of Regulation. Junio 2013.
- [10] La contribución de las TIC a la sostenibilidad del transporte en España. Real Academia de Ingeniería, 2009.
- [11] "Cost-benefit analysis for the comprehensive use of smart metering". ERNST & YOUNG on behalf of the German Federal Ministry of Economics and Technology, agosto 2013.
- [12] PRIME ALLIANCE. www.prime-alliance.org.

Nuevas actividades y negocios en el sistema eléctrico: la generación distribuida



Enrique Fernández Mato

Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos
Licenciado en Ciencias Empresariales U.A.
Madrid
Director de las empresas Gestión de
Energía y KAILA Solar



Juan Avellaner

Ingeniero Industrial
Director de Planificación Energética. Enerlis

Resumen

El sector eléctrico ha sufrido cambios en las últimas décadas que ayudan a prever como será el futuro en nuestro país y en el mundo, configurado por las tendencias de los países que lideran el mundo. Se analizan los puntos críticos de nuestro sector eléctrico, los problemas de competitividad que tiene y sus causas. En la actual situación la energía eléctrica es muy cara y con una deficiente optimización de las nuevas energías. Otra de las causas de nuestro encarecimiento de la energía es una regulación que beneficia más la rentabilidad de las grandes empresas productoras que a los consumidores que son los más desfavorecidos por el sistema de precios y tarifas. Las nuevas energías van a cambiar el panorama energético con nuevos mix de energía y una gran innovación en las redes, gestión de la demanda y almacenamiento de la energía. Estos cambios modificarán la actual estructura empresarial con la aparición de nuevas empresas en la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

Palabras clave

Mix de la Generación de Energía Eléctrica, competitividad en el mercado eléctrico: costes y precios, redes eléctricas actuales y futuras, empresas eléctricas: resultados

Abstract

The electricity sector has undergone changes in recent decades making it possible to know more about the future, taking in mind the trends marked by the countries leaders. It analyzes the critical points of our electricity sector and which are the reasons of our lack of competitiveness, including the current regulation better for the profitability of the big companies than for the consumers. The new energies will change the energy system with new mix and a great innovation in the networks and their operating technology. This different situation will lead to changes in business structure and the way of production of electrical energy which will be more a distributed generation, integrated by renewable energy and cogeneration. The future will be shaped by the environmental objective, the less dependence and the new composition of the energy production structure.

Keywords

Electricity Generation Mix, Competitive electricity market: costs and prices, current and future electricity networks, electricity companies: results

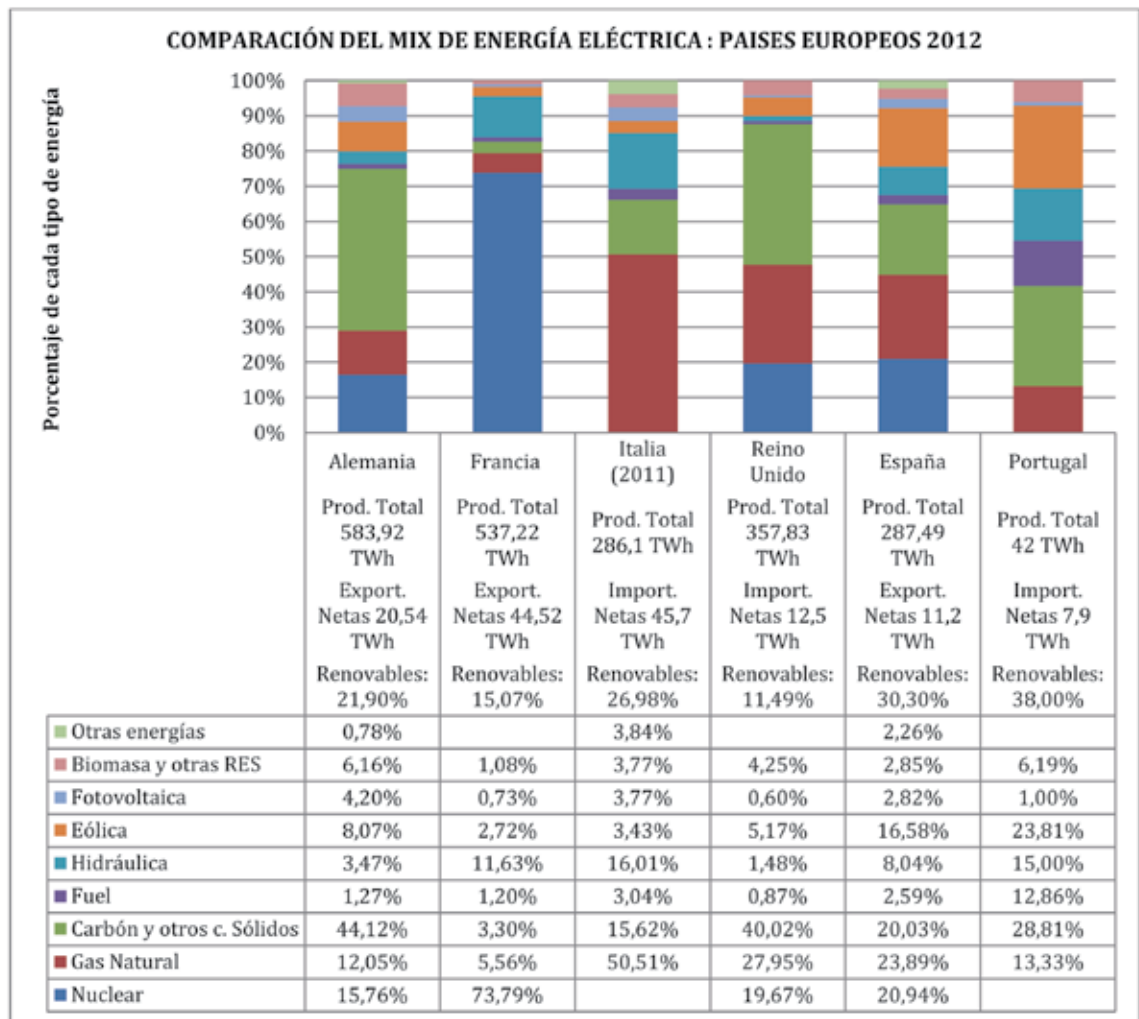
Introducción

En este artículo trataremos de describir las tendencias en la transformación del sector eléctrico en el mundo y su influjo en la configuración del futuro de este en nuestro país, que ha sufrido grandes cambios en la última década con importantes repercusiones en nuestra economía y en sus expectativas.

España ha llegado a la crisis económica con un sector eléctrico poco competitivo, tanto por su exceso de equipo de generación, como por los costes para el ciudadano consumidor, que hoy tiene que soportar la electricidad más cara de Europa.

Analizando su estructura actual, que en los últimos años ha tenido profundos cambios, se han identificado puntos críticos de nuestro sistema eléctrico sobre los que es necesario actuar, para no caer en los mismos errores y adaptarse a un futuro muy diferente. Esta nueva forma del mercado eléctrico tiene como elemento diferenciador una penetración creciente de las energías distribuidas: renovables y cogeneración, que va a inducir trascendentes cambios en la red eléctrica, en su ordenación y una amplia innovación de la misma.

Nuestra sociedad demanda un complejo suministro de energía y para responder hemos de hacerlo mediante la inversión de capital en infraestructuras, la gestión del sistema eléctrico



Las referencias consultadas para el gráfico han sido: REE Boletín Mensual, Informe del sistema eléctrico 2011 y 2012; EUROSTAT European Comission Energy Data statistics; RTE Réseau de Transport et d'électricité: Electrical Overview; UK BBBDUKES_2013_Chapter_5; Alemania Fraunhofer Institute: Electricity production for Solar and Wind 2012; EIA International Energy Statistics; y Renewables International: Solar peak power demand

y la innovación tecnológica de tal forma que se cumplan los criterios de rentabilidad, y seguridad con un impacto medioambiental sostenible.

Las redes energéticas, entre las que está la red eléctrica y otras que unen los recursos al consumo, son sistemas complicados de proyectar y gestionar para dar el servicio demandado por los distintos tipos de consumidores.

La producción de energía eléctrica en nuestro país ha seguido las directrices de nuestros planes energéticos y en la actualidad el instrumento de previsión más utilizado es el Plan de Energías Renovables 2011-2020 que tiene los objetivos clásicos de la producción de energía: seguridad en el suministro, competitividad y protección del medio ambiente.

Estos objetivos son los que enuncian la política energética española y europea para trazar las coordenadas de nuestro futuro energético.

La estructura tradicional de nuestra producción eléctrica está compuesta por centrales de carbón, centrales nucleares, hidráulica y cogeneración y en los últimos años un aumento muy significativo de las centrales de ciclo combinado de gas.

Desde finales de los años noventa la incorporación de nuevas centrales en el sistema eléctrico ha tenido una contribución creciente de las energías renovables principalmente energía eólica, energía solar fotovoltaica y termosolar. Al tratar de las nuevas actividades en este sector nos centraremos en la

descripción del proceso de incorporación de estas nuevas energías exentas de emisiones de CO₂ y de la producción de otros residuos.

Estructura de la generación eléctrica y la articulación de las nuevas energías

La estructura del sector eléctrico español contribuye al objetivo ambiental de la UE con una importante proporción de energía limpia por la incorporación de fuentes renovables, que si incluimos la generación hidráulica histórica, llega al 30 % de la cantidad total de energía demandada, porcentaje al que no llegan en la actualidad los países vecinos más influyentes en la UE : Alemania, Francia, Italia y Gran Bretaña.

Nuestro esfuerzo en la construcción del parque de producción de energía renovable se ha materializado en una potencia instalada de energía eólica de 22,5 GW con más de 1.000 parques eólicos en funcionamiento. También forman parte de nuestro parque eléctrico renovable las 55.000 plantas fotovoltaicas, que suman una potencia instalada de 4,4 GW. Con estas cifras somos un país pionero en el mundo en energías renovables que hoy son las que tienen más expectativa de futuro; y, en suma, ha aumentado substancialmente la seguridad en el suministro.

Sin embargo, la gestión de estas nuevas energías, tanto en cantidad como en el ritmo de entrada en el sistema, no ha sido eficaz y nos hemos convertido en un país de alto coste de abastecimiento de energía eléctrica, de acuerdo con las estadísticas de Eurostat.

La política energética europea y mundial se dirige hacia una transición a las energías limpias que evite la emisión de CO₂ a la atmósfera, y los países de la UE liderados por Alemania están inmersos en esa estrategia, abandonando poco a poco la generación con carbón y en el caso de los germanos dejando de lado también la energía nuclear.

Para ello Alemania necesita elaborar planes a largo plazo puesto que en el momento actual, aunque tiene una gran cantidad de potencia instalada de energía renovable cercana al 50 % del total, la mayor parte de su producción eléctrica viene de las centrales de carbón, siendo el mayor productor de lignito del mundo.

Una vez vistas las consecuencias económicas y sociales que tuvo para Japón el accidente de Fukushima, el gobierno federal decidió cerrar ocho centrales en 2011, quedando

todavía una importante cuota de potencia instalada de energía nuclear de 12 GW. En el año 2022 está programado el cierre de todas las centrales nucleares, que hoy producen el 18 % de la energía eléctrica y que serán sustituidas por energías renovables. Además del objetivo ambiental, otra razón que apoya esta elección es que la industria de las tecnologías renovables aporta al país 370.000 puestos de trabajo y está constituida por más de 3.000 empresas federadas que sostienen una potente industria de fabricación de bienes de equipo.

Este camino hacia una producción nueva lo han emprendido todos los países de grandes dimensiones económicas del mundo; así lo señalan las cifras de potencia instalada y porcentaje de participación de las energías renovables de mayor crecimiento actual, la eólica y la solar PV en los siguientes países: Italia 24,6 GW (21 %), Francia 11,6 GW (9 %) y Gran Bretaña 9,9 GW (11 %) respectivamente, con planes ambiciosos para crecer en esos objetivos. Y los dos grandes del mundo, aún con menos proporción de renovables que los europeos, en cifras absolutas ya marcan la tendencia de futuro con los siguientes datos numéricos de esas mismas energías: Estados Unidos tiene 68,6 GW (6,6 %) y China líder del mundo con 83,4 GW (8,4 %) y con una industria de exportación de paneles solares de más de 18 GW en el año 2012.

Los costes de producción tienen un papel principal en la eficiencia del sistema, pero no son determinantes de una u otra vía, puesto que también dentro de las alternativas de energías renovables la tendencia decreciente de la curva de aprendizaje iguala a largo plazo las diferentes opciones. A modo de ejemplo: el coste de producción de la energía solar fotovoltaica ha descendido en nuestro país de 0,45 €/kWh a 0,10 €/kWh para plantas de nueva construcción, en la actualidad, y hay ya proyectos de instalación de este tipo de energía para ser remunerados al precio del *pool* que podemos situarlo alrededor de 0,05 €/kWh.

Las cifras de energía y potencia citadas han sido tomadas de las siguientes referencias: REE Boletín Mensual, Informe del sistema eléctrico 2011 y 2012, EIA International Energy Statistics, Climate Progress Integrating Renewable Energy into the Grid, USA BCSE BNEF Sustainable Energy in America 2013 Factbook, Climate Denial Crock of the week: Coal Plants in Germany, Naturlink: Produção de electricidade em 2012, National Survey Report of PV Power Applications in China 2012, ITALI TERNA Dati 2011_ing.

Competitividad del sector eléctrico y factores de influencia

El segundo gran objetivo para el mercado europeo es la competitividad, pensando que la electricidad es un vector energético y económico; en el caso español, este aspecto deja bastante que desear y por ello se tratan de analizar las causas que nos han llevado a esta situación: la planificación energética y el descontrol de entrada de las renovables.

En primer lugar, la planificación y regulación han sido desafortunadas y han incurrido, a su vez, en dos graves errores que han inducido un encarecimiento de la energía.

Por un lado, el exceso de potencia instalada para dar la punta máxima de consumo del mercado eléctrico. Así, para satisfacer la demanda anual de energía de 250 TWh, con una demanda de potencia instantánea máxima peninsular de consumo de 44,87 GW, nuestra potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular es de 102 GW, incluyendo los 27 GW de CCG (Ciclos Combinados de Gas) que, en el último año, han funcionado apenas 1.000 horas cuando su amortización requeriría superar las 4.000 horas por año; y cuyos costes de capital se incluyen de una u otra forma en el sistema.

Con una potencia firme de 70 GW y el resto correspondiente a las energías renovables, de las que forman parte 22,7 GW de eólica y 4,4 GW de fotovoltaica, el sistema se encuentra claramente sobreequipado. La planificación de otros países no se ha realizado para construir sistemas eléctricos con este exceso de equipamiento que al final tenemos que pagar los contribuyentes o los consumidores, por una vía u otra.

Si miramos a nuestro alrededor, un país como Gran Bretaña con un consumo eléctrico muy superior al nuestro, 350 TWh, y con una demanda pico de 60 GW, tiene menos potencia instalada que nuestro mercado, concretamente 93,5 GW.

Francia con un consumo de 550 TWh y una demanda pico de 100 GW, tiene una potencia instalada de 124 GW.

Alemania con un consumo de 575 TWh y una demanda pico de potencia de 80 GW dispone de una potencia instalada de 153 GW. En este último país las renovables aportan cerca del 25 % de la energía eléctrica.

Estas referencias nos dan una idea de nuestro exceso de potencia y por tanto también de inversión innecesaria.

En segundo lugar, hemos realizado la transición a las energías renovables sin control tanto por la potencia instalada como por el momento elegido y la coincidencia en el tiempo con otras tecnologías. En los años 2007 y 2008, intensivos en la construcción de plantas fotovoltaicas, se pusieron en marcha en nuestro país 0,68 GW y 2,65 GW de potencia instalada, respectivamente, en el momento en que más caros estaban los paneles solares, llegando a alcanzar costes cercanos a los 4 €/vatio pico, cuando el mercado hoy está por debajo de 1 euro/vatio pico para paneles de silicio amorfo e incluso policristalino.

En el mismo período y con un importante exceso de potencia entraron en funcionamiento también 3,8 GW de potencia térmica de CCG, bajando su utilización de forma muy brusca, como antes se ha señalado.

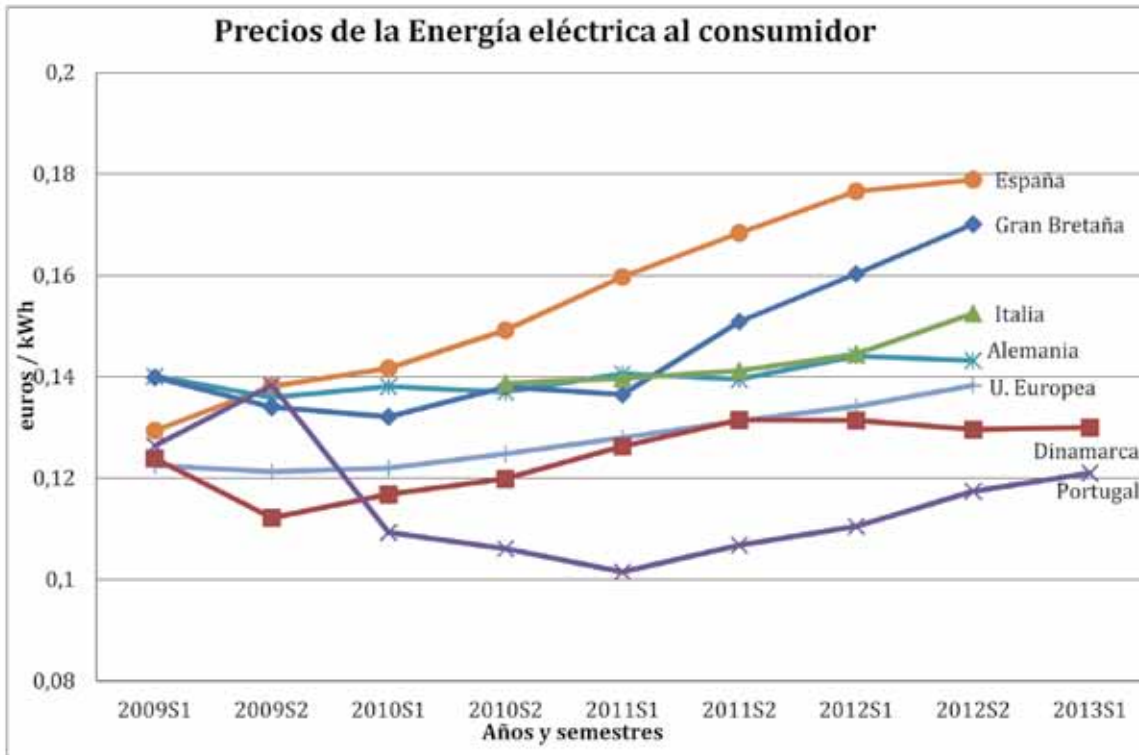
También al mismo tiempo se han instalado 2 GW de energía termosolar, llegando al primer puesto de este tipo de tecnología en el mundo, cuando todavía no ha alcanzado su tiempo de maduración y, por tanto, necesitando la política de ayudas o *feed in tariff* (FIT) practicada en Europa desde el comienzo de la política de instalación de las energías renovables. En eólica durante esos años se instalaron 4,4 GW adicionales. En suma, solamente por estos conceptos se totalizaron 13,5 GW que significaron tasas anuales de incremento de potencia del 5 % anual.

Referencias de los datos utilizados: 'The Connexion: The power demand peak in France', Renewables International: Solar peak power demand, EIA International Energy Statistics, Peak Italy P5 Italy Pagliano, The German Energy Transition – Issues and Perspectives, Jan Keil 2012.

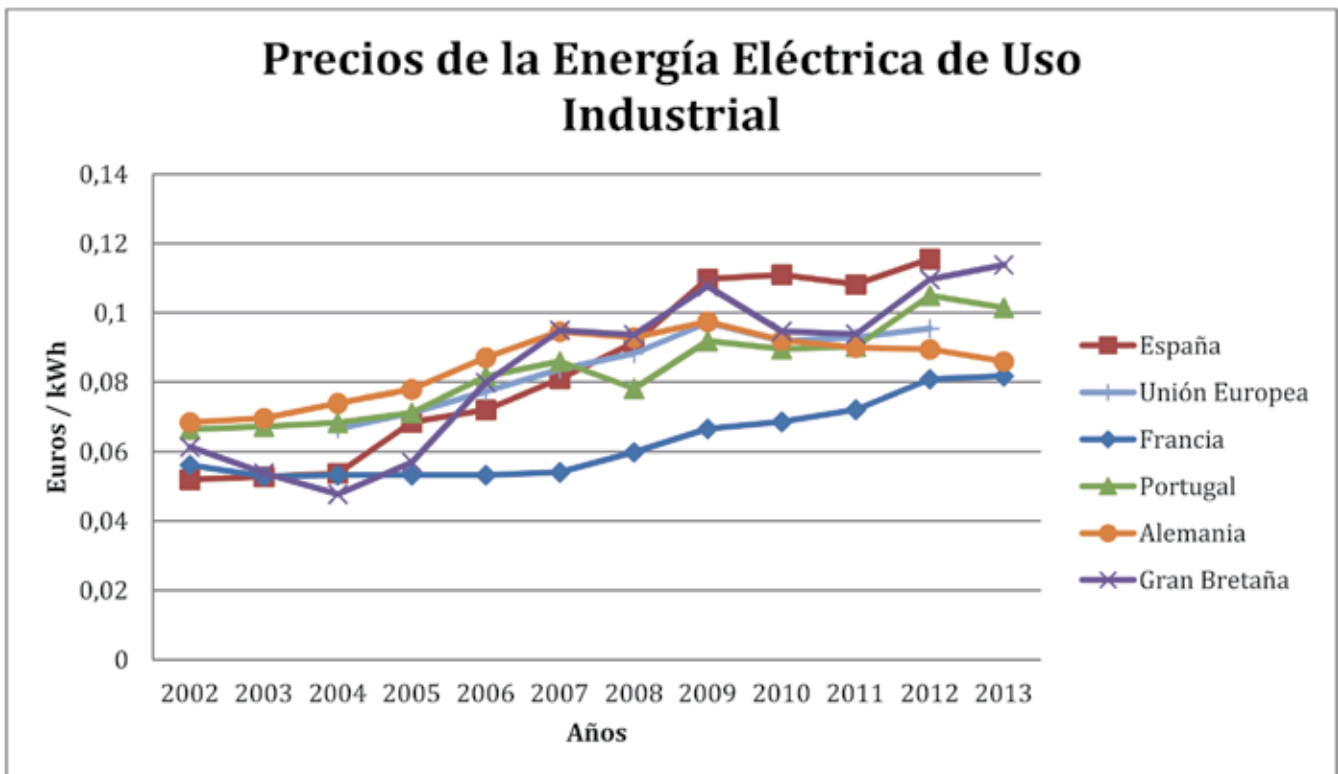
Precios de la electricidad y comparación con los países europeos

En esta política de regulación y emisión de señales sobre la energía cuenta mucho la actitud y el modo de hacer de los máximos responsables de la administración energética.

A pesar del importante esfuerzo financiero que nuestro país ha hecho en el sector en época de crisis no es razón para que el precio de nuestra electricidad haya batido el récord de Europa, como recogen los gráficos adjuntos de precios de la energía eléctrica al consumidor y a la industria; siendo así que los precios deberían ser menores que los de los países del norte por tener costes más competitivos en mano de obra para la construcción y el montaje de instalaciones, en los materiales y en operación y mantenimiento de instalaciones.



Los datos del gráfico corresponden a la siguiente referencia: Eurostat Energy Data Statistics. Evolución del precio final para un consumidor doméstico (2.500-5.000 kWh/año) sin impuestos ni tasas y para consumidores industriales



En concreto, Alemania ha hecho inversiones más cuantiosas que nuestro país en renovables y no ha llegado a nuestros precios; la energía fotovoltaica en ese país que tiene menos insolación (66 %) que el nuestro ha alcanzado la cota de 34 GW de potencia instalada, aportando el 3,6 % de la energía eléctrica producida; y en energía eólica tiene 32 GW de potencia instalada, llegando las renovables a generar ya el 25 % de la energía eléctrica producida en ese país.

En el mismo caso se encuentra Italia cuadruplicando la potencia fotovoltaica española con 17 GW instalados, y sin que atribuyan las subidas de precios de la electricidad a las primas pagadas a estas energías hasta que lleguen al período de maduración.

Otro país en transición a las renovables como Dinamarca produce un 30 % de su energía eléctrica con renovables con una alta proporción de eólica y también puede mantener en equilibrio su sistema eléctrico y dar mejor precio a sus consumidores de la energía eléctrica.

En España el precio de la electricidad ya no lo fija el Gobierno del Estado a partir de la Ley 54/1997 que liberaliza el sector eléctrico, aunque con el Decreto 485/2009, crea la TUR o Tarifa de Último Recurso, (hoy retóricamente denominado Precio Voluntario al Pequeño Consumidor) y que se define con base en las subastas CESUR en las que participan las comercializadoras. Las grandes eléctricas y los bancos e instituciones financieras con sus ofertas y su aseguramiento financiero fijan trimestralmente la TUR que afecta a la gran mayoría de los pequeños consumidores (22 millones), que no han elegido acogerse a la opción del mercado liberalizado de la energía eléctrica hasta el momento.

Además del mecanismo explicado que afecta al 50 % de la tarifa aproximadamente, ya que el otro 50 % es una cantidad fijada por el regulador, es decir el Gobierno, llamado peajes de acceso a la red que se recauda por las comercializadoras tanto del mercado liberalizado como de la TUR. Con esos peajes se remuneran: la red de transporte, la red de distribución y también una serie de conceptos como son las primas a las energías renovables, la remuneración especial a las zonas extrapeninsulares, la remuneración a la inversión realizada en el equipo productor denominada “pagos por capacidad”, la moratoria nuclear, el bono social, la gestión comercial, el operador del sistema, la Comisión Nacional de la Energía y también el coste del déficit tarifario.

Todo este sistema de fijación de precios no es bien conocido en detalle por lo que carece de la necesaria transparencia y no aporta información de cómo se remunera el capital vivo, los costes de mano de obra o la energía, particularmente, y aunque muchos agentes sociales y expertos están pidiendo de forma continuada una auditoría de costes para conocer cuáles son los márgenes de las distintas etapas de la producción, transporte y entrega de energía eléctrica a los distintos consumidores, existe una posición cerrada para que esta auditoría no se lleve a efecto, dado el carácter privado de los datos.

Por otra parte, debe hacerse constar que nuestras empresas eléctricas tienen unos ratios de rentabilidad bastante superiores a la de sus homólogas europeas. No es lógico que en nuestro país, con la crisis económica que estamos soportando, todas las grandes empresas eléctricas españolas sigan teniendo más beneficios que las grandes empresas europeas.

La benevolencia del regulador con las empresas eléctricas se demuestra en la falta de control y la generosidad en los criterios de fijación de tarifas que, a pesar de la liberalización teórica, al menos en el 50 % son precios regulados para remunerar inversiones en generación, transporte, distribución, además de los costes de transición a la competencia, la moratoria nuclear, 30 años después de la decisión, y el incentivo al carbón nacional.

La comparación de los parámetros de rentabilidad se ha resumido en el cuadro adjunto que recoge las facturaciones, los EBITDA y los resultados de las principales empresas españolas y europeas; en el que se puede ver que en un país ineficiente y mal planificado como el nuestro, sus empresas eléctricas son las más rentables del continente.

Adicionalmente, las grandes empresas eléctricas europeas tienen mercados en los principales países de la UE y forman parte de un entramado más competitivo, con políticas empresariales más transparentes y una menor influencia de los *lobbies*. El resultado en la práctica son unos precios mejores para el consumidor en un mercado menos cautivo y cerrado que el nuestro.

Por si faltasen argumentos a esta afirmación, la energía eléctrica en Portugal tiene un precio 53 % inferior para los consumidores domésticos y del 15 % inferior para el consumo industrial con respecto a España; y, sin embargo, la

COMPARACIÓN DE EMPRESAS ELÉCTRICAS EUROPEAS

Compañía	Periodo	Facturación Miles de mill. de €	Ebitda Miles de mill. de €	Ebitda Facturación	Resultados	Resultados Facturación
España						
Endesa	2011	32.686	7.265	22,23 %	2.212	7 %
	2012	33.933	7.005	20,64 %	2.034	6 %
	2013 S1	15.892	3.583	22,55 %	1.114	7 %
Iberdrola	2011	31.648	7.650	24,17 %	2.805	9 %
	2012	34.201	7.727	22,59 %	2.841	8 %
	2013 S1	16.836	4.051	24,06 %	1.728	10 %
UF/GNatural	2011	21.076	4.645	22,04 %	1.526	7 %
	2012	24.904	5.080	20,40 %	1.657	7 %
	2013 S1	16.836	4.051	24,06 %	1.728	10 %
HCantábrico	2011	4.232	676	15,97 %	217	5 %
	2012	4.358	592	13,58 %	131	3 %
Europa						
EON	2011	112.954	9.293	8,23 %	-1.861	-2 %
	2012	132.093	10.786	8,17 %	2.641	2 %
	2013 S1	64.643	5.695	8,81 %	3.359	5 %
EDF	2011	65.307	14.824	22,70 %	3.010	5 %
	2012	72.729	16.084	22,11 %	3.316	5 %
	2013 S1	39.747	9.698	24,40 %	2.877	7 %
RWE	2011	51.686	8.460	16,37 %	1.538	3 %
	2012	53.227	9.314	17,50 %	1.353	3 %
	2013 S1	28.127	5.498	19,55 %	979	3 %
SSE	2011	28.334	1.454	5,13 %	966	3 %
	2012	28.304	1.467,2	5,18 %	1.046,3	4 %
CENTRICA	2011	22.800	2.208	9,68 %	1.333	6 %
	2012	23.942	2.743	11,46 %	1.406	6 %
	2013 S1	13.700	1.583	11,55 %	767	6 %

Los datos financieros de esta tabla han sido obtenidos de los balances y cuentas de resultados públicos de cada una de las empresas y están accesibles en las siguientes publicaciones: E.ON - Facts and Figures 2013, Ebitda rwe Facts-Figures-2012, EDF_Energy_Holdings_Ltd_2012, SSEplcAnnualReport2013, Hidroeléctrica del Cantábrico S.A. y Sociedades Dependientes Cuentas de Resultados correspondientes a los ejercicios anuales 2011 y 2012. Gas Natural Fenosa Informes Financieros de los años 2011, 2012 y 2013. Centrica: Interim Results 2013 and 2012 Results. Endesa Informe de Gestión 2012



propiedad de la empresa suministradora principal en el país vecino es la misma que la del cuarto suministrador en nuestro país; y esto con un componente de energía renovable del 20 %, con una alta proporción de energía eólica.

Además, la situación europea es un poco diferente de la española, pues las interconexiones entre países permiten un mercado mucho más dinámico y las ofertas más competitivas se hacen con las ventas. Así, EDF es la primera exportadora hacia todos los países limítrofes. Por otra parte, las grandes empresas europeas están presentes en todos los mercados nacionales incluido el español, desde la de más tamaño E.ON; así como RWE, EDF, ENEL, EDP e Iberdrola con su compra de Scottish Power.

Sin embargo, en Europa el movimiento asociativo y político también es más potente que el español y tiene una mayor influencia en los legisladores y en los gobiernos. Particularmente las alternativas verdes tienen un gran influjo político y hacen caminar a los gobiernos de todos los signos hacia las energías limpias por su contribución a la protección del medio ambiente.

También el control de los precios y las políticas de las empresas son más sensibles a los intereses de las asociaciones de consumidores y a las instituciones que los representan. En suma, el resultado de todo ello es que las empresas europeas obtienen menores márgenes, son más transparentes y ofrecen precios más competitivos que las españolas.

La generación distribuida

La transición de la energía convencional a las energías renovables o RES, (Renewable Energy Source) empieza en

centroeuropa con las políticas de protección ambiental y se ha traducido en un crecimiento importante de las energías solar y eólica que, en la actualidad, son las dos alternativas de mayor potencial de desarrollo. Además forman parte de estas energías la biomasa, el biogás, los biocarburantes, los residuos, la geotermia y otras renovables en su período de maduración como la procedente de las olas y la de las mareas.

Conectado con este crecimiento de penetración de las renovables son importantes el ahorro de energía y la eficiencia energética que se consideran como instrumento esencial en los planes de política energética.

Una tecnología de gran influjo para reducir el impacto medioambiental es la cogeneración, (CHP en referencia inglesa) que en la UE ha tenido un gran desarrollo. En España se ha llegado a generar con esta tecnología el 14 % de la energía eléctrica consumida. El rendimiento conjunto de calor y electricidad obtenido con este tipo de generación es bastante alto y puede superar el 80 %, por lo que ayuda a cumplir el objetivo ambiental mencionado.

Estas tecnologías de generación eléctrica, fundamentalmente renovables y cogeneración, tienen lo que se denomina un carácter distribuido, pues se implantan a lo largo y ancho del territorio interconectando con las redes; y lo hacen en unidades de potencia media y baja, muy modulares; en contraposición a las grandes centrales.

El predominio de estas energías, hoy liderado por Alemania puede cambiar la estructura de los sistemas de abastecimiento de forma radical.

El cambio energético o *Energiewende* pretende llegar a un sistema basado en las energías renovables y la eficiencia energética; esas pequeñas unidades cambiarían la actual forma de oligopolio a una propiedad más repartida y democratizada según declaran los planes del gobierno federal alemán.

El cambio enunciado conlleva una adecuación de la red de transporte y distribución que tiene su coste y está evaluado y descrito en la planificación de redes. En estas planificaciones, las inversiones en la red de transporte para llevar los flujos de producción de las áreas de viento y sol a aquellas que no las tienen son muy importantes y complejas, pero existe todo un conjunto de medidas técnicas para poder abastecer el mercado con energías renovables.

Entre ellas está la necesidad de gestionar sistemas de baja productividad, para lo que debe recurrirse al almacenamiento de energía mediante bombeos, producción de hidrógeno, redes inteligentes que controlan las demandas del sistema, baterías de nuevas tecnologías y el almacenamiento de energía en depósitos de aire comprimido o la integración más compacta de gas y electricidad.

El reto tecnológico y de implantación de las nuevas redes eléctricas va a formar parte de la etapa de rápida evolución tecnológica industrial que vivimos. Estas redes convivirán con centros de recarga y sistemas anexos de almacenamiento propios como el coche eléctrico de gran trascendencia en los sistemas distribuidos.

En este sistema, la autoproducción tiene mayores posibilidades de ser compatible con la continuidad del suministro y forma parte de la nueva forma de generar sin el paso por la red eléctrica lo que impulsaría el desarrollo del nuevo modelo. En este sentido, el nuevo decreto 9/2013 de la reforma eléctrica en cuyo desarrollo graba la actividad con altas tasas, va en contra de la tendencia a producir la energía de forma distribuida y, por tanto, del cambio energético.

Conclusiones

El nuevo paradigma ha sido enunciado por los países más innovadores y seguido por el resto y consiste en producir sin el impacto de los gases de efecto invernadero, apoyándose en energías autóctonas y más limpias. La producción en unidades más distribuidas a lo largo del territorio y de la red es un hecho con las nuevas energías pero implica resolver el problema de la continuidad del suministro en entornos más pequeños empleando también centrales muy flexibles que proporcionen energía en los vacíos o huecos de las renovables.

También supondrán un esquema empresarial diferente en el que las empresas de menor tamaño y los emprendedores particulares den lugar a una estructura menos masiva de las empresas productoras. La transformación es compleja y está contemplada en los planes de los distintos países para realizar la transición al nuevo modelo de producción. Este modelo ha de simultanearse con el actual de grandes empresas productoras con alternativas de bajo impacto ambiental como aquellos países que tengan potencia nuclear en funcionamiento, y por supuesto ha de convivir con el esquema convencional de generación con combustibles fósiles que será claramente decreciente.



Por lo que respecta a las empresas y a las unidades de producción o autoproducción, las nuevas formas de producir, distribuir y, por tanto, de comercializar han de seguir la actual tendencia de reducción de costes y de control de los mercados por los ciudadanos y sus representantes, disminuyendo el tamaño y la presión de los grandes oligopolios, tan presentes siempre en el panorama energético.

La planificación alemana, país líder en la transformación energética, señala los objetivos con unas cifras verdaderamente impactantes previstas para 2050, que se resumen, para el escenario más probable, en la generación del 80 % de la energía eléctrica procedente de fuentes renovables, con una reducción de la demanda eléctrica del 20 %. Los institutos de más prestigio del país están planificando la forma de llevarlo a cabo resolviendo los difíciles problemas técnicos de congestión en las líneas eléctricas, avanzando en las técnicas de almacenamiento de energía y tratando de que una política de control eficiente de los costes evite el derroche en remuneraciones.

En nuestro país nos encontramos con tres consecuencias de la implantación de nuevas formas de producir: el crecimiento del autoconsumo, al igual que en los mercados europeos como el alemán o el danés; la necesidad del aumento de la capacidad de interconexión con Europa, que hasta hoy nos configura como un mercado aislado, y la sustitución de centrales técnicamente obsoletas.

Todo ello requerirá el acceso a mercados de capitales para construir todas las infraestructuras que soportan esos sistemas, que será un problema no menor y requerirá medidas



políticas y regulatorias, entre ellas, la seguridad jurídica que hoy no ofrecemos a los capitales que habría que atraer para realizar esos proyectos.

Una vez superada la crisis económica que tanto afecta al crecimiento de la demanda eléctrica, el futuro, esperemos que no demasiado lejano, nos requerirá nuevas fuentes de energía, entonces, hemos de considerar a España como un país de paso obligado hacia Europa de recursos energéticos más alejados como el proyecto DESERTEC de solar PV en el Sahara o el gasoducto de Nigeria, entre otros. Esta situación, y la preparación de la estrategia adecuada, será una oportunidad de intercambiar capitales, recursos y tecnología con Europa generando una activación importante del empleo y una mayor competitividad en el mercado.

Hasta alcanzar la etapa de crecimiento, nuestro objetivo energético debiera ser optimizar el exceso de capacidad existente. Para ello, una opción sería utilizar el equipo de menor coste variable, es decir las energías renovables, y disminuir el uso de las energías de mayor coste de combustible que son los ciclos combinados y el carbón, contribuyendo además a una menor cuota de importaciones.

Una vez superada la etapa de estancamiento de la demanda, nuestro futuro podemos formularlo en dos opciones: el escenario de crecimiento de las energías convencionales o seguir la tendencia mundial de los grandes países, liderando la transición a las renovables lo que nos llevaría a una estructura del sector eléctrico de un 50 % de renovables en 2030 y a trazar un objetivo cercano al objetivo alemán de 80 % de renovables para 2050 aprovechando un recurso natural de mejor calidad que en la mayoría de los países europeos. **ROP**

Referencias

UNESA Informe Eléctrico y Memoria de Actividades. Sedigas: El consumo de gas en España en 2012, cogeneración. RTE Réseau de Transport et d'électricité: Electrical Overview. The carbon Brief: Transforming Germany Energy Sector. Global-Market-Outlook-2016 EPIA. Medidas para garantizar la sostenibilidad financieras del sector eléctrico. CNE. Towards a New Balance of Power Mar 2013 tcm80-129560(1). BCG. Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España Informe Universidad de Comillas, Cátedra de BP. Climate Progress Integrating Renewable Energy into the Grid. MINETUR.

La regulación del sector eléctrico en España: realidad y futuro



José Ignacio Pérez Arriaga¹

Profesor y Director de la Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad en la Universidad Pontificia Comillas de Madrid

Resumen

El sector eléctrico mundial está de nuevo al borde de un cambio de paradigma, que esta vez ocurriría en el ámbito de la red de distribución y de la comercialización. La regulación del sector eléctrico es clave a la hora de limitar o fomentar la innovación. Mientras que en otros países de nuestro entorno se discute de innovación y de estrategias energéticas de futuro, la regulación española está enredada en resolver problemas creados por la improvisación, la inseguridad jurídica y la falta de transparencia que la ha caracterizado desde aproximadamente el cambio de siglo.

Palabras clave

Regulación energética, sector eléctrico, innovación, cambio tecnológico, política energética

Abstract

The world electricity sector is once again on the verge of a paradigm shift and one that, on this occasion, will arise in the area of distribution and trading. The regulation of the electricity sector may either serve to restrict or promote innovation. While other countries discuss innovation and energy strategies for the future, Spanish regulation is tangled up in resolving problems caused by improvisation, legal uncertainty and a lack of transparency that has accompanied our regulations since the turn of the century.

Keywords

Energy regulation, electricity sector, innovation, technological change, energy policy

Escribo este artículo el 3 de noviembre de 2013 –la fecha límite de entrega, como de costumbre– como una reflexión personal, desde una cierta distancia en el espacio –estoy en Boston, atendiendo mis obligaciones como profesor en el MIT– y en el tiempo –pues sigo con interés, pero no con el detalle que antes solía, las vicisitudes del sector eléctrico español–.

El sector eléctrico mundial está de nuevo al borde de un cambio de paradigma. Durante las dos últimas décadas hemos asistido a una transformación del sector fundamentalmente en su segmento mayorista: la reestructuración de las áreas de negocio y la introducción de competencia en la generación y comercialización de electricidad, la libre entrada y el acceso a las redes de transporte, y la extensión de los mercados eléctricos a vastos ámbitos geográficos. Pero la transformación de los años 90 no ha llegado a afectar seriamente al segmento minorista; el usuario final de los servicios que la electricidad proporciona no ha experimentado ningún cambio significativo. Es cierto que en cualquier país de la Unión Europea los consumidores pueden cambiar de empresa comercializadora y tal vez ahorrar unos pocos euros en la factura bimensual del gas o de la electricidad, pero nada sustancial ha cambiado para la mayoría de los usuarios del sector eléctrico en la forma de consumir y de relacionarse con los demás agentes.

Es importante recordar el contexto en el que estas transformaciones tienen lugar. De acuerdo a las más elevadas instancias del sector energético mundial, el sector eléctrico ha de reducir prácticamente a cero sus emisiones de gases de efecto invernadero para mediados de este siglo, en escasamente cuatro décadas, menos que la vida útil de muchas de las centrales de generación que hoy se están construyendo. Y se espera que para entonces el sector eléctrico habrá de alimentar una parte importante de las necesidades de movilidad y de acondicionamiento térmico de los edificios.

El cambio que se avecina

En paralelo con la descarbonización de la producción de electricidad a escala mayorista, es previsible que otro cambio radical vaya a tener lugar en las dos próximas décadas y, de hecho, ya está ocurriendo. Acabo de presentar en el MIT los resultados iniciales de un trabajo que estamos realizando, con la colaboración de mis colegas del Instituto de Investigación Tecnológica en Madrid, sobre la compañía eléctrica (*utility*, es el término que empleamos, aplicable a gas, electricidad u otros servicios regulados) del futuro. Y atisbamos cambios muy importantes, que creemos que van a venir fundamentalmente desde la red de distribución, esto es, desde el sector minorista. Se trata de cambios que serán posibles por los avances en las tecnologías de generación distribuida, movilidad eléctrica, almacenamiento local y comunicaciones y tratamiento de la información, lo que permite integrar todas ellas con la respuesta de la demanda, para adaptarse a las condiciones técnicas y económicas del sistema eléctrico en cada instante. Esto puede dar lugar a una gran diversidad de modelos de negocio al combinar estas potencialidades de múltiples formas. Como muestra de la trascendencia de estos cambios, cito una noticia reciente que ha circulado ampliamente en los medios de comunicación del sector energético: RWE, la primera empresa alemana de producción de electricidad, ha anunciado su intención de apartarse progresivamente del negocio tradicional de generación con plantas térmicas a gran escala y posicionarse como una empresa de servicios que sea facilitadora, operadora e integradora de energías renovables, utilizando inteligentemente sus habilidades como suministradora de energía conjuntamente con las tecnologías de información y comunicaciones. RWE considera que el sector minorista va a experimentar una transformación radical en los próximos años y que el éxito de este potencial cambio de paradigma se va a decidir a nivel local, cerca del usuario final de los servicios eléctricos. Y RWE no es ni mucho menos la única empresa eléctrica que percibe la inminencia de estos cambios, aunque tal vez sea la primera que expresa públicamente con tanta claridad su intención de adelantarse a ellos. Los documentos “Disruptive changes” del Edison Electric Institute y “Utilities: Powerhouses of innovation” de Eurelectric muestran los respectivos posicionamientos de las empresas eléctricas tradicionales en EE. UU. y Europa.

España en su telaraña

Mientras tanto, España sigue enredada en la tela de araña de su particular enfoque de la regulación del sector eléctrico. Miro el periódico digital de hoy y leo un editorial de El País titulado “Reforma malograda”, y también un extenso artículo en la sección de economía sobre “La guerra eléctrica”. Toda la atención del sector está centrada en el enorme déficit que la incompetencia, la desi-

dia y la visión cortoplacista de nuestros gobernantes ha creado innecesariamente. Por un lado, el Gobierno concentra todo su esfuerzo regulador en taponar el déficit por todos los medios a su alcance, prescindiendo de toda ortodoxia regulatoria. Y el objetivo prioritario de los agentes del sistema es maniobrar como sea para minimizar los daños que las medidas del gobierno les puedan causar. Entre tanto, en otros países de nuestro entorno se discute de innovación y de estrategias energéticas de futuro.

Llevo unos 25 años dando clases de regulación del sector eléctrico en España y otros muchos países. He sido testigo y he formado parte activa de los procesos de cambio regulatorio en bastantes de ellos. He sido miembro de las comisiones reguladoras de España y de Irlanda. Soy director del programa de formación del personal de las comisiones reguladoras de energía de la Unión Europea en la Florence School of Regulation, del European University Institute en Florencia, Italia. Y acabo de editar un libro sobre regulación del sector eléctrico que se utiliza como texto en las tres universidades en las que enseño.

Desde esta perspectiva profesional afirmo que la regulación del sector eléctrico en España es hoy en día una verdadera desgracia para el país. Tenemos en España excelentes profesionales, tanto desde el punto de vista técnico como regulatorio, que serían muy capaces de gestionar eficientemente el sistema eléctrico dentro de un marco regulador razonable. Fuimos capaces de poner en marcha en 1997 una buena Ley Eléctrica, adaptada a los recientes planteamientos de la Unión Europea en aquel momento, con un amplio consenso social y amplia participación del gobierno, comisión reguladora, empresas y representantes de los consumidores. Partíamos de un sector eléctrico bien diversificado tecnológicamente, con buena calidad de servicio y con precios comparables a los de los países de nuestro entorno. A pesar de todo ello, la situación se ha ido progresivamente degradando hasta el desastre actual. ¿Cómo hemos llegado hasta aquí y, sobre todo, cómo podemos salir de esta situación?

Un intento de diagnóstico

La regulación energética española, desde aproximadamente el cambio de siglo, se ha caracterizado por la improvisación, la inseguridad jurídica y la falta de transparencia.

La raíz del problema, en mi opinión, se encuentra en la debilidad institucional de nuestro marco regulatorio energético, en la falta de cultura democrática en nuestro país y en la invasión de una mala política –ignorante y cortoplacista– en lo que debieran ser comisiones reguladoras independientes, con responsabilidades bien definidas y con profesionales cualificados².

Tampoco se ha dado a la energía la importancia debida. En España solamente en esta última legislatura aparece por primera vez la palabra energía en el título del actual Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Hay una Secretaría de Estado (en ocasiones pretéritas solamente Secretaría General) en el Ministerio dedicada a la energía, donde se han alternado con demasiada frecuencia (siete en los últimos diez años) expertos profesionales con otros sin cualificaciones adecuadas para el puesto. Esto último ha sido el caso de cada uno de los ministros durante la última década. El análisis puede extenderse, siempre con notables excepciones, a los nombramientos para otros organismos con competencias energéticas, como la Comisión Nacional de Energía, el Consejo de Seguridad Nuclear, el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía o la Oficina Española de Cambio Climático.

Necesitamos en los puestos de la máxima responsabilidad energética profesionales cualificados –en su materia específica y también en la gestión pública– que lleguen al puesto con ideas y con visión. Existe una cultura arraigada en nuestro país que tolera que altos cargos que requieren elevadas cualificaciones profesionales no sean expertos en la correspondiente materia (como algunos han reconocido públicamente con total tranquilidad), y que los partidos políticos, por el hecho de ganar elecciones, se crean con el derecho de colocar en cualquier puesto a cualquier persona de su círculo de confianza, en detrimento del interés general. El control parlamentario de este asunto en España es un mero trámite, todo lo contrario que en otros países que debiéramos imitar.

Un claro paso atrás en el afianzamiento de las instituciones regulatorias en España es la reciente creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Alegando la necesidad de introducir “normas claras, una arquitectura institucional seria y unos criterios de actuación predecibles para todos los agentes económicos”, se ha creado un nuevo organismo que agrupa las funciones que desarrollaban la Comisión Nacional de la Competencia (CNC), la Comisión del Mercado de Telecomunicaciones (CMT), la Comisión Nacional de Energía (CNE), la Comisión Nacional del Sector Postal, el Comité de Regulación Ferroviaria, la Comisión de Regulación Económica Aeroportuaria y el Consejo Estatal de Medios Audiovisuales.

Este cambio de modelo –al menos en lo que respecta a las extintas CNC, CNE y CMT– carece de sentido y va en sentido contrario al planteamiento generalizado en Europa, al deseable proceso de despolitización de la regulación económica y a las Directivas comunitarias. Se trata de un tema esencial,

pues (citando al profesor Gaspar Ariño) “la configuración del aparato institucional encargado de la regulación económica es un elemento determinante del modelo de Estado y de las políticas que un país tiene o quiere tener.”

Las vías de solución. Una verdadera reforma del sector eléctrico

El sector eléctrico español atraviesa una situación delicada, debido a la caída de la demanda asociada a la crisis, a algunos incrementos desordenados y muy costosos en la instalación de generación renovable (como el “boom” de la solar fotovoltaica en 2008), al exceso de capacidad instalada de generación con la consiguiente infrautilización de los ciclos combinados de gas natural, a la subida del precio de los combustibles y a una falta de atención durante la última década a buscar las mejoras de eficiencia y la reducción de costes en donde había que hacerlo. Todo ello contribuye a la preocupante escalada del precio de la electricidad en comparación con otros países de nuestro entorno económico, lo que está unido a la existencia de una deuda –consecuencia del déficit tarifario– que ya asciende a los 700 euros por persona³. Pero las dificultades presentes del sector energético español no justifican, sino al contrario, la falta de atención en plantear una política sostenible de largo plazo para el sector eléctrico.

Debe darse crédito al equipo ministerial actual –el Secretario de Estado y su equipo, concretamente– por haber plantado cara al problema del déficit de ingresos del sector y haber puesto fin a la pasividad de todas las anteriores Administraciones. Pero que no lo llamen reforma energética, esa está por empezar. La verdadera reforma que permita alcanzar un modelo energético con precios competitivos, respeto por el medio ambiente y seguridad energética, sigue pendiente.

Antes de ponerse a diseñar un paquete de medidas técnicas sobre los diversos temas abiertos en la regulación del sector, hay que dar prioridad a dos grandes tareas. Lo que se necesita en primer lugar es recuperar la credibilidad regulatoria, el respeto de verdad a las instituciones y a los procesos legales; que exista seguridad jurídica. La normativa del sector se ha ido modificando y desarrollando a golpe de decreto del Consejo de Ministros sin transparencia ni consulta, hasta dejar irreconocible la buena Ley del Sector Eléctrico de 1997, dando una penosa imagen de inseguridad jurídica hacia el exterior y perjudicando a nuestras empresas, que llevan muchos años sin saber a qué atenerse. Sin seguridad jurídica es muy difícil promover la innovación y atraer inversiones en las tecnologías de futuro –de redes y de producción, limpias y eficientes– que vamos a necesitar.

El segundo elemento imprescindible es una visión de futuro. Hay demasiados frentes abiertos en el modelo energético español como para permanecer pasivos esperando que las circunstancias decidan por nosotros. Antes de proceder a aplicar reformas regulatorias que condicionan las inversiones y el mix energético del país, hay que tener una visión del futuro que queremos, debatido democráticamente y aprobado con el consenso de los partidos políticos. Hay que acometer con urgencia un plan energético con amplia participación y transparencia. Hace años que otros grandes países europeos han debatido y publicado hojas de ruta de sus modelos energéticos, con objetivos a veinte o cuarenta años, para transitar hacia una senda de mayor sostenibilidad y cumplir sus compromisos internacionales –sobre todo en materia de cambio climático– optimizando sus recursos naturales y capacidades tecnológicas. Necesitamos disponer de una visión integral estratégica de largo plazo para poder definir y poner en vigor los instrumentos regulatorios adecuados que permitan trasladar los principios generales y declaraciones de objetivos a medio y largo plazo a acciones concretas.

Si se incumplen estas dos premisas, demostración de la voluntad de dotar de seguridad jurídica al sector y consenso político y social sobre un plan de futuro del sector energético, es difícil que las reformas regulatorias sirvan para algo.

Notas

(1) Profesor y Director de la Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad en la Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Profesor visitante con carácter permanente en el Instituto Tecnológico de Massachusetts y Director de Formación en Energía en la Escuela de Regulación de Florencia, del Instituto Universitario Europeo en Florencia, Italia.

(2) Una muestra, anecdótica pero representativa, entre las muchas que existen, y que evidencia la falta de respeto al debido proceso en la modificación de las normas, es que el Gobierno aprobase en diciembre de 2012 la derogación del compromiso existente de extinción del déficit de 2013 no en una norma específica, sino dentro del Real Decreto de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar.

(3) Lo anterior no obsta para hacer notar que el precio de la energía sigue sin incluir la mayor parte de los costes medioambientales y que supone en general, en el caso del consumo residencial, una fracción del presupuesto familiar claramente inferior a su valor, en relación a otros insumos.

Un comentario final sobre la innovación, para retomar el tema inicial del cambio anticipado de paradigma en el sector eléctrico. La innovación debe apoyarse explícitamente con políticas específicas coordinadas con la política energética. La regulación del sector energético –y del eléctrico en particular– es clave a la hora de limitar o fomentar la innovación. Mientras que en la mayoría de los sectores industriales las expectativas de remuneración de la innovación dependen directamente de las condiciones del mercado, en el sector eléctrico dependen en gran medida de las condiciones regulatorias. Las tecnologías de generación bajas en carbono, la gestión de la demanda de electricidad o las redes inteligentes son ejemplos evidentes de la importancia de la regulación para fomentar la innovación en el sector. Esas son las tareas creativas a las que los expertos y responsables de la regulación del sector debieran estarse dedicando. **ROP**

Referencias

G. Ariño Ortiz (2012), “Regenerar la democracia, reconstruir el Estado. Un programa de reformas políticas”, Unión Editorial.

I.J. Pérez Arriaga (editor) (2013), Capítulo 14 de “Regulation of the power sector”, Springer, Junio 2013.

EEl (2013), “Disruptive challenges: Financial implications and strategic responses to a changing retail electric business”. Edison Electric Institute, January 2013.

Eurelectric (2013). “Utilities: Powerhouses of innovation”. Eurelectric, May 2013.

Pérez Arriaga, I.J., Ruester, S., Schwenen, S., Batlle, C., & Glachant, J.M. (2013). From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs. Think Project, European University Institute (July 2013). <http://www.eui.eu/Projects/THINK/Documents/Thinktopic/Topic12digital.pdf>

Sierra, J. et al. (2013). “Regulación y política energética en España: Una reflexión”, Club Español de la Energía, Mayo 2013.

Economics for Energy (2013). “Innovación en energía en España”. <http://www.eforenergy.org/activities/Presentation-of-the-Economics-for-Energy-Annual-Report-Energy-Innovation-in-Spain.php>

Beckman, K. (2013). “Exclusive: RWE sheds old business model, embraces transition”. Energy Post, Octubre 21, 2013. <http://www.energypost.eu>

Una apuesta por la energía del futuro



Miguel Antoñanzas Alvear
Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos
Presidente y CEO de E.ON en España e Italia

Resumen

En un escenario económico como el actual, el sector energético europeo se enfrenta a un panorama muy complejo, lleno de retos y desafíos con el objetivo de alcanzar la necesaria seguridad en el suministro, la sostenibilidad del sistema y un mercado competitivo.

Un *mix* energético equilibrado en el que convivan todas las fuentes de generación, convencionales y renovables; la revitalización del mercado de CO₂; una regulación estable, sin intervenciones políticas; y la liberalización del mercado de cara a favorecer la competitividad, marcarán el futuro de un sector clave, como es el energético, para el desarrollo futuro de Europa.

Palabras clave

Sistema energético, demanda energética, liberalización, generación energética, regulación, redes distribución, renovables, sostenibilidad, política energética

Abstract

Within a highly complex scenario such as that at present, the European energy sector faces a very difficult panorama and one full of challenges to meet the necessary security of supply, sustainability of the system and a competitive market.

A balanced energy mix combining all sources of generation, whether conventional or renewable; the revitalisation of the CO₂ market; stable regulation without political intervention; and the liberalisation of the market to encourage competition, will all mark the future of a key sector for the future development of Europe.

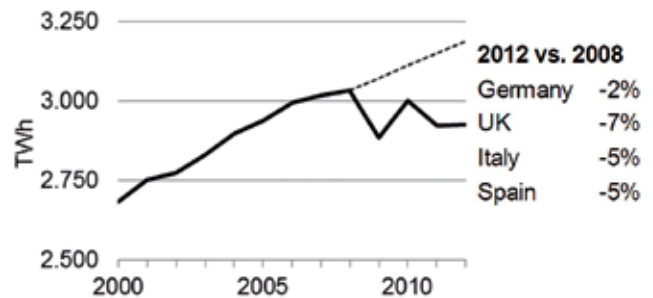
Keywords

Energy system, energy demand, liberalisation, energy generation, regulation, distribution, renewables, sustainability, energy policy

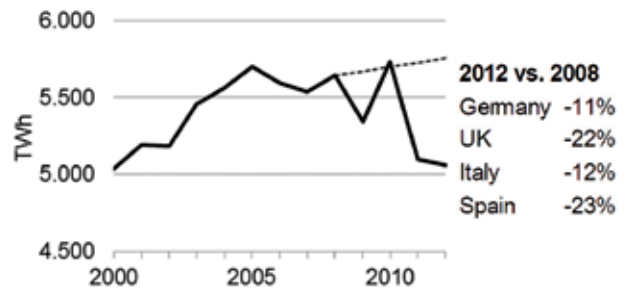
El sistema energético europeo atraviesa tiempos difíciles, y el contexto económico que hemos vivido en los últimos años no ha hecho más que revelar los desequilibrios latentes en la apuesta europea por alcanzar los objetivos de seguridad de suministro, sostenibilidad y competitividad.

La evolución de la demanda energética ha cambiado por completo las reglas del juego. Desde 2008, la demanda de electricidad en Europa se ha reducido un 4 %, y la demanda de gas un 10 % en contra de las expectativas. El crecimiento experimentado en el pasado está lejos de repetirse.

Evolución de la demanda de electricidad en Europa¹



Evolución de la demanda de gas natural en Europa²



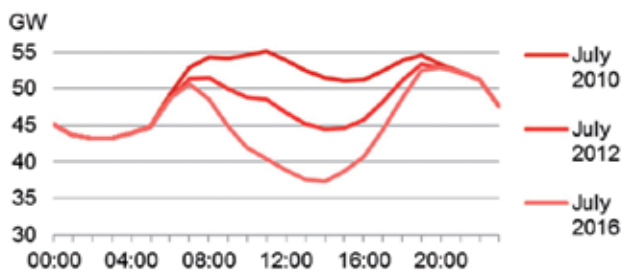
Pese a ello, la seguridad de suministro, uno de los pilares de la política energética europea, se encuentra en entredicho. La gran penetración de las energías renovables, sustentada en la regulación favorable de los mercados energéticos (prioridad de despacho y precios fijos para estas tecnologías), junto con la contracción de la demanda, han contribuido a someter a la generación convencional a una gran presión.

Prueba de ello son los bajos precios de mercado registrados en los últimos meses, que provocan que solo algunas plantas de generación convencional puedan recuperar sus costes operativos, socavando su viabilidad económica. Sin embargo, estas plantas son necesarias para la seguridad del sistema.

En particular, los ciclos combinados se están viendo cada vez más desplazados del mercado por las energías renovables y también por el carbón, a pesar de ser la tecnología más adecuada para apoyar y complementar un sistema energético basado en tecnologías limpias. Todo esto tiene su impacto sobre la estabilidad de las redes y también sobre el medio ambiente.

En algunos casos ya se aprecian cambios estructurales, como los que ha introducido la energía fotovoltaica en países como Alemania, al deprimir la participación en el mercado de tecnologías flexibles durante las horas centrales del día.

Factor de carga horario de la capacidad pico³



Algunos ciclos combinados, incluso entre los más eficientes y respetuosos con el medio ambiente, se han visto empujados al cierre o a la hibernación por no poder hacer frente a sus costes en las condiciones actuales de mercado. En muchos de los principales mercados europeos los ingresos de los ciclos combinados han ido descendiendo en los últimos años, de forma que no permiten cubrir ni siquiera sus costes fijos de operación y mantenimiento.

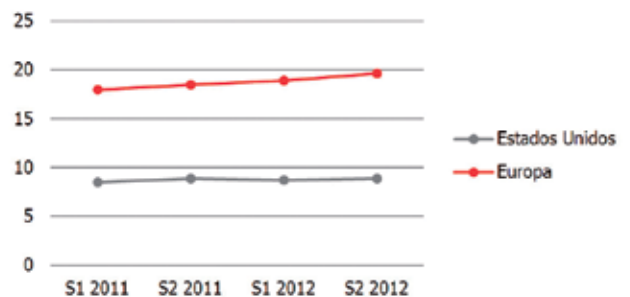
La flexibilidad se está quebrantando, y las soluciones individuales no son suficientes; un nuevo diseño del mercado es necesario si queremos garantizar la seguridad de suministro.

Por otra parte, los objetivos 20-20-20 de la política energética europea han demostrado no seguir un enfoque europeo eficiente y coordinado. El mercado de carbono en Europa convive en la actualidad con otras herramientas fuera de mercado y a nivel nacional (subvenciones a las renovables y objetivos de ahorro energético) que influyen notablemente en su desarrollo y no favorecen la creación de un mercado interior. Además, dentro del ETS se han establecido objetivos de abatimiento sin tener en cuenta los logros de las energías renovables y de la eficiencia energética.

Una de las preocupaciones centrales en Europa es la evolución que están experimentando los precios de la electricidad, pues impacta directamente sobre la competitividad y el desarrollo industrial. Las facturas eléctricas van en creciente aumento, debido a la gran proporción que suponen los componentes regulados del precio, relacionados o no con costes de política energética. Por ejemplo, los sistemas de apoyo a las energías renovables u otros impuestos o gravámenes que se integran en el precio de la electricidad y que, en algunos casos, representan más de la mitad del coste para los consumidores finales, minando los posibles logros de la integración del mercado, de la mayor eficiencia del *mix* de generación y de la convergencia de precios entre los estados miembros.

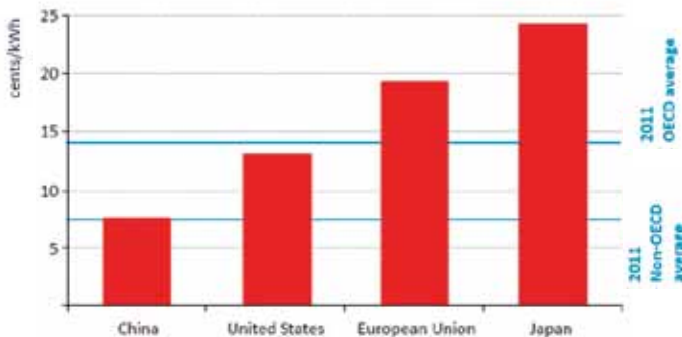
Si los comparamos a nivel mundial, crece la preocupación. En los dos últimos años los precios para los consumidores domésticos en Estados Unidos han sido prácticamente la mitad que los precios para los consumidores europeos. Sin duda, el repunte de la producción hidrocarburos no convencionales ha tenido que ver con el abaratamiento en Estados Unidos, estimulando la competitividad de la industria.

Precio medio de la electricidad consumidores domésticos⁴ (c€/kWh)



Es más, la Agencia Internacional de Energía ya alertó en el “World Energy Outlook 2012” sobre las significativas diferencias en las proyecciones de precios de la electricidad entre las distintas regiones, con Europa y Japón soportando los precios más elevados, muy por encima de los de EE. UU. o China.

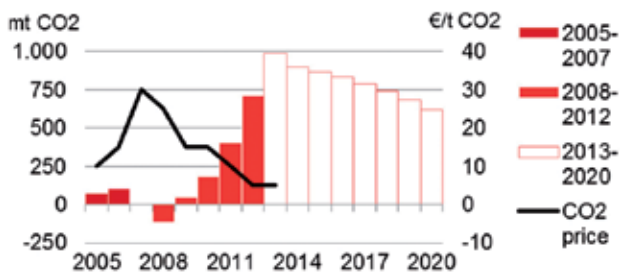
Precio medio de la electricidad consumidores domésticos en 2035⁵ (c€/kWh)



La principal muestra del fracaso en la coordinación de los objetivos de la política energética y de cambio climático en Europa es la evolución experimentada por el mercado de carbono. La señal de precio que establece el sistema de comercio de derechos de emisión en la actualidad no está cumpliendo su cometido de impulso a las inversiones en tecnologías limpias y su credibilidad se está cuestionando.

La crisis económica también ha contribuido a alimentar el exceso de derechos de emisión, rebajando el precio del carbono hasta un nivel que ya no sirve para disuadir la inversión en fuentes emisoras de CO₂ (la única señal que proporciona el precio actual es más favorable para el lignito que para las renovables).

Evolución del precio del CO₂ y exceso de derechos de emisión⁶



En este contexto, las contradicciones de la política energética europea y una demanda debilitada han conducido a nuevas formas de intervención regulatoria, sobre todo a través de la creación de nuevos impuestos en numerosos países. Estas intervenciones conducen a un sistema fragmentado, a un enfoque nacional; con ellas, el objetivo de alcanzar un mercado interior de la energía ha pasado a un futuro lejano y se suprimen los avances logrados a través de la apertura inicial y la orientación competitiva de los mercados europeos de la energía. Además de erosionar la eficiencia y la competitividad, también desembocan en inestabilidad regulatoria, perjudicando notablemente el clima de inversión. Los pilares de la política energética se tambalean. Y es que no podemos fomentar solo uno de ellos, olvidándonos de los otros dos, y esperar que el sistema funcione.

Parece que no hay escapatoria al cambio, a la necesaria reorientación de los negocios energéticos y la política europea. Por ello, ¿cuál es mi apuesta para el futuro?

Necesitamos un precio claro para el CO₂; un precio que nos permita internalizar los costes ambientales; porque algo que no tiene precio, carece de valor. El régimen de comercio de los derechos de emisión se ha planteado como el eje central de la política europea en materia de clima, ya que es una herramienta neutral en cuanto a las tecnologías, rentable y compatible con el mercado interior. Por todo ello, habrá que dotar a este instrumento del impulso necesario para que desempeñe un papel más importante.

Para reforzarlo, es necesario equilibrar la oferta y la demanda de derechos de emisión en un marco a largo plazo comprometido con ambiciosos objetivos de reducción de emisiones, que permitan progresar hacia una economía baja en carbono y hacia una mayor independencia energética. Este mercado podría, bajo un acuerdo internacional, ampliarse además a otros sectores emisores que no se encuentran bajo el paraguas del ETS en la actualidad, como por ejemplo el transporte. Y especialmente, deben evitarse políticas incoherentes en materia energética, no compatibles, que alteren el funcionamiento de este mercado en condiciones eficientes.

En relación con el futuro de la generación eléctrica, creo que este se encuentra en la combinación inteligente de un cuarteto afinado que incluya las energías renovables, las centrales eléctricas convencionales, la generación

descentralizada y las instalaciones de almacenamiento de energía.

En los últimos años hemos presenciado un gran despliegue de las energías renovables en Europa, impulsado por generosos subsidios. Se han empleado enormes cantidades de dinero y conocimientos para su desarrollo. Y después de ser pioneros en estas fuentes, y empujar a algunas tecnologías a alcanzar la madurez, nos estamos dando cuenta de las consecuencias de este despliegue sobre la operación de las redes, cada vez más compleja, y sobre el precio de la electricidad, cada vez más alto. Y de que en algunos casos nos enfrentamos a un parón que podría hacernos perder muchos puestos en la carrera por un desarrollo energético limpio y sostenible.

En ningún caso creo que podamos prescindir de las energías renovables. Tampoco me surgen dudas sobre si llevarán la voz cantante en la transformación del sistema energético. Pero en mi opinión, el requisito fundamental para que esta transformación sea exitosa es la interacción entre las fuentes renovables y convencionales de energía.

Por desgracia, en la actualidad, esta interacción no funciona en absoluto. Ambas tecnologías no pueden coexistir pacíficamente hoy en día, sobre todo porque sus principios estructurales son incompatibles. Las energías renovables disfrutan de algunos privilegios que hacen imposible competir a ciertas tecnologías convencionales. El sistema de mercado, distorsionado, no recompensa la disponibilidad de estas centrales convencionales, pero tampoco puede prescindir de ellas.

La integración de estas dos formas de producir electricidad no debería ocurrir a través de una penalización retroactiva a las instalaciones renovables existentes, puesto que estas no son capaces de operar una reducción en los costes; las inversiones ya están hechas.

Tampoco podemos pensar que existirán subvenciones para siempre, alterando por completo la lógica del mercado. Sin embargo, los subsidios a las fuentes de energía renovables deberían ir adaptándose y desapareciendo poco a poco, con vistas a incrementar la competencia, una vez vayan alcanzando estas fuentes la madurez tecnológica.

Y en una perspectiva más a largo plazo, debemos pensar que el precio del CO₂ actuará como director de orquesta, guiando la interpretación de cada una de las tecnologías.



Pero este no es el único fallo del mercado. También es necesario cambiar el enfoque de diversas cuestiones que atañen a las tecnologías convencionales. La regulación actual posibilita la prohibición del cierre o hibernación de determinadas plantas si estas son necesarias para el sistema, con independencia de su viabilidad económica. El desmantelamiento es una opción a considerar cada vez con más frecuencia, teniendo en cuenta el contexto actual de baja demanda y utilización de la capacidad. Sin embargo, esta prohibición solo puede contemplarse como una solución transitoria.

Parte de la solución estable podría presentarse en forma de mercado de capacidad. De hecho, estos mecanismos se están debatiendo ampliamente en Europa en la actualidad.

Para garantizar un suministro fiable, en el medio y largo plazo, los mercados de capacidad deberían cubrir tanto las nuevas plantas de generación como las existentes, y hacer posible una rentabilidad adecuada, es decir, una retribución justa por la función de apoyo y la seguridad que proporcionen al sistema.



El diseño de los mercados de capacidad debe sustentarse en normas equitativas que aseguren la capacidad de las plantas de generación existentes, allí donde sean necesarias y ampliarse hacia la creación de incentivos para construir nuevas plantas, cuando se detecte un déficit de capacidad a futuro. En la medida de lo posible, debería mantenerse un enfoque de mercado.

Adicionalmente a los sistemas energéticos concebidos a partir de grandes instalaciones de generación centralizada, creo que todos somos conscientes del creciente papel que está tomando poco a poco la generación distribuida. En Alemania, en 2011, ya existían más de 50 GW instalados de generación distribuida, mientras que en Italia, esta generación distribuida representó cerca del 10 % de la producción nacional de electricidad, con una potencia instalada de alrededor de 18 GW a través de más de 335.000 instalaciones.

La distinción tradicional entre generación, transporte, distribución y consumo se está disolviendo. Nuevas redes inteligentes están emergiendo, en las que la energía fluye en todas las direcciones y los clientes pueden elegir comprar electricidad de la red o bien producirla ellos mismos, e in-

cluso vendérsela a un tercero. Estos mercados tratan de abrirse camino ágilmente, de forma más o menos ordenada, con mayor o menor apoyo, pero ya son una realidad hacia la que evoluciona el sistema energético del futuro.

Sin embargo, debemos velar porque este despliegue se produzca de una manera eficiente y controlada, guiado por el mercado y acompañado del desarrollo de las redes inteligentes necesario para su integración. Hay que dejar atrás la vieja filosofía de “cuánto más, mejor”. Hemos podido aprender que la transformación del sistema energético no se basa en instalar más y más aerogeneradores, más y más paneles solares. Se trata de un cambio de mentalidad.

Un cambio que se extienda también a otros ámbitos, como la regulación. Que termine con las intervenciones políticas y con la creación de nuevos impuestos, que ponen en riesgo la confianza de los inversores y finalmente acaban golpeando el bolsillo de todos los consumidores.

Por ello, soy un gran defensor de la liberalización, creo que es un elemento imprescindible para conseguir un suministro de energía eficiente. Para los consumidores, la liberalización comporta numerosos beneficios; fomenta una mayor competencia en precios y un incremento de la calidad del servicio, contando con productos diseñados a la medida de sus necesidades.

El proceso liberalizador del sector energético, impulsado desde la Unión Europea, no ha calado por igual en todos los estados miembros. Aún es preciso completar la liberalización y acabar con los precios regulados en algunos de ellos. De lo contrario, estos precios no tienen por qué ofrecer una señal de inversión consistente o incentivar el uso eficiente de la energía. La verdadera señal para ahorrar es el reflejo fiel del coste de suministro.

En ningún caso la factura de los consumidores debería utilizarse, como ocurre en la actualidad, como vehículo para financiar otros conceptos al margen de la política energética. En caso de que así fuera, esta financiación debería expresarse con total transparencia, es decir, los consumidores tienen que ser conscientes de lo que pagan por su energía y de la parte de su factura que corresponde a otras subvenciones o conceptos diferentes.

Tampoco debe aceptarse un aplazamiento en la devolución de los costes incurridos, porque este conduciría a un



sistema deficitario. En España, el artificio llamado “déficit de tarifa” ha agudizado los problemas del sector eléctrico. La evolución experimentada por este desfase presupuestario –que ya alcanza varias decenas de miles de millones de euros– ha guiado las actuaciones políticas en los últimos años, empeñadas en poner fin a este desequilibrio, a base, casi siempre, de recortes en las retribuciones de las actividades reguladas, que en algunos casos poco o nada tienen que ver con los orígenes de este déficit, o bien a través de nuevos impuestos. El resultado: un sistema intervenido, que no ofrece seguridad a los inversores e insostenible económicamente.

La transformación del sector energético tiene que involucrar a todos los actores. En especial a los consumidores, que hasta ahora han desempeñado un papel no muy proactivo, influido quizás por la complejidad que a veces rodea este sector. Los clientes tienen que estar capacitados para escoger, entender y gestionar su energía. Y por último, el reto de las empresas energéticas será fortalecer la transparencia y la simplicidad en su relación con los clientes.

El necesario cambio de rumbo sitúa al consumidor en el centro de todos los negocios energéticos. Un enfoque acotado al mero suministro físico de energía es cosa del pasado; se trata de proporcionar soluciones energéticas especializadas, innovadoras y orientadas hacia las preferencias de los clientes. Las compañías energéticas tenemos un largo camino por recorrer. Asimismo, el desarrollo de las redes y los sistemas inteligentes será fundamental para acercar la energía a los consumidores y promover un suministro eficiente.

Como conclusión, creo que es imprescindible poner fin a las continuas intervenciones políticas en los mercados energéticos; también debemos contar con un mercado de CO₂ revitalizado; completar la liberalización en pro de un mejor servicio y participación de los clientes y fomentar la convivencia en armonía de todas las fuentes de generación, convencionales y renovables.

Todos estos ingredientes tienen cabida en el nuevo sistema energético que se está planteando y en mi apuesta por el futuro, por una energía mejor y más limpia. **ROP**

La regulación de la generación hidráulica y nuclear: ¿una advertencia para el futuro?



Juan José Alba

Doctor Ingeniero Industrial
Dirección de Regulación, Endesa



Eduardo Moreda

Ingeniero Industrial
Dirección de Regulación, Endesa



Julián Barquín

Doctor Ingeniero Industrial
Dirección de Regulación, Endesa

Resumen

La descarbonización del sector eléctrico español requiere inversiones en generación intensiva en capital. Por tanto, el principal riesgo que afrontan estas inversiones es el regulatorio. Este artículo revisa la historia de la energía nuclear e hidroeléctrica, intensivas en capital, desde este punto de vista. Se muestra cómo el regulador ha avanzado diversas medidas (como impuestos, tasas y recortes retributivos) para capturar las rentas que estos activos debían ganar a fin de remunerar al capital invertido, llegando a una clara situación de remuneración insuficiente para cubrir los costes. Se concluye que será difícil que se invierta en este tipo de activos si no se establece un marco regulatorio estable.

Palabras clave

Sistema eléctrico, energía nuclear, energía hidroeléctrica, regulación, sobrerretribución hidráulica y nuclear

Abstract

Spanish power sector decarbonization requires investment in capital intensive generation. Therefore the main risk that they face is regulatory in nature. This paper reviews the history of capital intensive nuclear and hydroelectric energy from this viewpoint. It shows that the Regulator has enacted a number of measures (taxes, levies and cuts in regulated remuneration) in order to capture the rents that should have been devoted to remunerate the invested capital, leading to a clear situation of under-remuneration. It concludes that future investments will hardly come unless a stable regulatory framework is established.

Keywords

Power system, Nuclear energy, Hydroelectric energy, Regulation, Windfall profits

Es apropiado que en una revista que se denomina de Obras Públicas se trate con especial atención a la fuente de energía eléctrica que se asocia con más facilidad con la ingeniería civil o, como la denominamos en España, de Caminos, Canales y Puertos. Esta es, por supuesto, la energía hidroeléctrica. Y es también apropiado que venga acompañada de la energía nuclear, puesto que son comunes a ambas numerosas consideraciones de carácter económico y regulativo.

En efecto, en ambos casos se trata de plantas que han requerido de grandes inversiones¹, que presentan bajos costes variables y despreciables emisiones de dióxido de carbono, cuya operación se encuentra muy condicionada por requerimientos ambientales y de seguridad, y cuya regulación no solamente depende de reguladores eléctricos (la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ejerciendo esta función) sino también de reguladores sectoriales específicos (las Confederaciones Hidrográficas y el Consejo de Seguridad Nuclear).

Hay además una segunda razón que aconseja una mirada detenida sobre estas tecnologías. El sistema de generación eléctrica hacia el que Europa ha decidido encaminarse se basa en tecnologías análogas, con emisiones despreciables y altos costes de inversión. Este es el caso de la práctica totalidad de fuentes de energías renovables que generalmente son, de hecho, fuentes de electricidad renovable. Tan solo a la biomasa cabe atribuir costes predominantemente variables, y tan solo la biomasa y la solar para la obtención de calor a baja temperatura proporcionan energía no eléctrica. Pero la energía eólica, solar, de las mareas o de las olas, tienen desde un punto de vista económico y regulatorio mucho en común con la hidroeléctrica o la nuclear. Sin olvidar que las centrales hidroeléctricas y nucleares

seguirán previsiblemente jugando un papel fundamental en el futuro.

El desafío más importante es el de garantizar una remuneración adecuada durante la vida útil de estas instalaciones, que excede con mucho los horizontes temporales e, incluso, la capacidad creíble de compromiso de las autoridades políticas. En otras palabras, el riesgo fundamental de los inversores es el riesgo regulatorio.

Es por ello que nos centraremos en la historia de la remuneración de estas centrales, antes de intentar derivar algunas enseñanzas. Pero antes, permítannos repasar su lugar en el sistema eléctrico español.

Electricidad hidráulica y nuclear en España

Ambas fuentes de energía tienen un papel destacado en el *mix* eléctrico de España. La figura 1 muestra la cobertura de la demanda eléctrica durante el año 2012. La contribución nuclear (61,47 TW-h, o un 22,1 % del total) tiende a permanecer constante de año en año, ya que las centrales nucleares funcionan casi siempre cerca de su potencia máxima, durante el 90 % de las horas del año. Por el contrario, las centrales hidroeléctricas tienen un ciclo más variable, procurando reservar el agua embalsada para las horas de mayor demanda cuando es más necesaria. Además, el agua disponible varía mucho de año en año. Por ejemplo, los 19,46 TW-h representados en la figura fueron 27,57 TW-h durante el año anterior (2011).

En suma, estas dos tecnologías proporcionan del orden del 30 % de nuestra electricidad. Lo hacen sin emitir gases de efecto invernadero, contribuyendo a los objetivos de descarbonización asumidos por España. Además, la dependencia de los aprovisionamientos exteriores es pequeña. Es claramente nula en el caso de la hidroeléctrica. En el caso nuclear es necesario importar el uranio, ya que los yacimientos españoles, aunque importantes, no resultan rentables. No obstante, desde un punto de vista de dependencia energética se considera una fuente de energía autóctona por tres razones: no es necesario un aporte continuo a las centrales, se dispone del combustible con tiempo de antelación suficiente para las recargas y tiene una gran densidad energética (en otras palabras, requiere un volumen reducido de almacenamiento). Actualmente la importación del combustible enriquecido se realiza principalmente de Francia, socio europeo nuestro y país muy estable. El mineral de uranio se obtiene, bajo contratos de largo plazo, de países con regímenes políticos democráticos y estables como Australia, Canadá o Sudáfrica. Además, debido al bajo volumen del combustible necesario, es posible almacenar cantidad suficiente para varios años de operación.

Las centrales hidroeléctricas cuentan con una larga historia en nuestro país. En efecto España, como muchos otros países, inició su electrificación con plantas hidroeléctricas, y solamente inició la construcción masiva de plantas térmicas cuando se comenzó a notar la ausencia de recursos hídricos suficiente. Dicho esto, es preciso tener presente que la

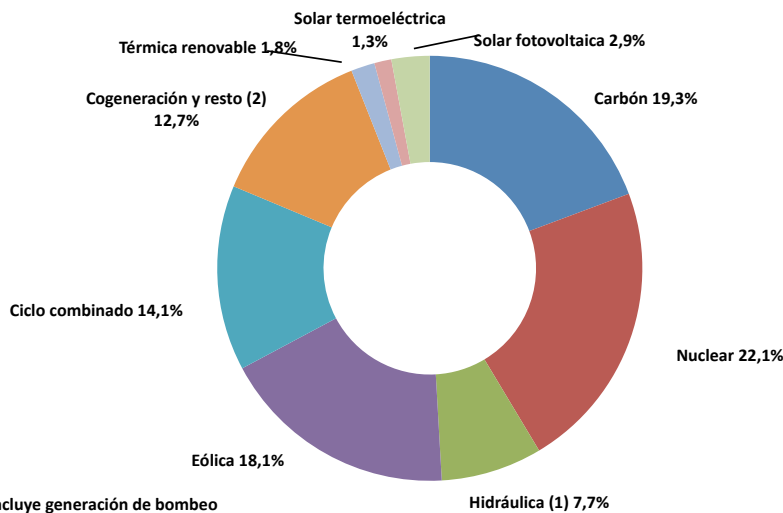


Fig. 1. Cobertura de la demanda en 2012. Fuente: REE

construcción de plantas hidroeléctricas no se ha detenido jamás del todo, y que las grandes son relativamente recientes. La figura 2 muestra la distribución de la edad del parque hidroeléctrico. Aunque es una distribución muy amplia que representa una gama muy variada de circunstancias, con numerosos casos específicos, una edad media de 40 años clasifica a nuestro parque como maduro pero no viejo, todavía lejos de los 65 años que regulativamente se consideran como vida económica útil de estas instalaciones.

Es relevante señalar que, contra lo que a veces se afirma, la construcción de nuevas instalaciones hidroeléctricas no es cosa solamente del pasado, sino que es objeto de consideración también para el futuro. Ahora el interés está en instalaciones de bombeo que permitan integrar al mercado los crecientes niveles de penetración de fuentes renovables no controlables y de producción muy volátil (“intermitentes” en la jerga al uso). Este tipo de centrales de bombeo han sido operadas de antiguo, y están hoy en día perfectamente integradas en el mercado eléctrico, cuya operación facilitan grandemente.

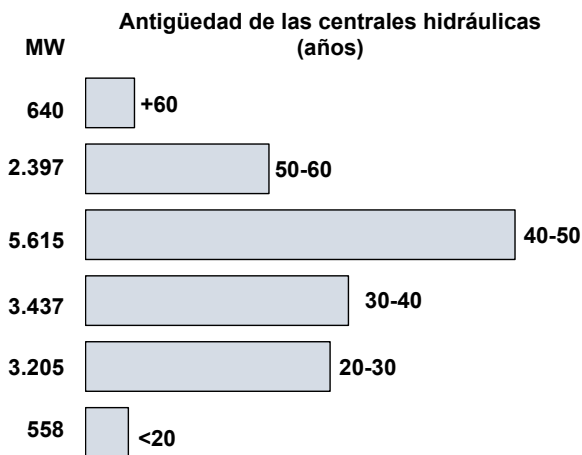


Fig. 2. Distribución de edad del parque hidroeléctrico

La distribución correspondiente para el parque nuclear es muy diferente. También lo fue su desarrollo. Las plantas nucleares que se construyeron durante los años 60 y primeros 70 lo fueron más bajo criterios de desarrollo industrial promovidos por los diversos Estados, que estrictamente económicos: se trata de aprender una tecnología en la que se tenían depositadas grandes esperanzas. En el caso es-

pañol esto se puede aplicar a la pequeña central de 150 MW de José Cabrera, que inició su operación en 1969 y la cesó en 2006.

La crisis de la energía de 1973 cambió radicalmente la situación. Ahora se trataba de minimizar en lo posible la dependencia del petróleo extranjero. El caso más notable es el de Francia, que inició un programa masivo de centrales nucleares que llevó a que un 85 % de su electricidad fuera de origen nuclear, y que todavía hoy destaca como el caso más exitoso de descarbonización de una gran economía². En España se aprobó también un ambicioso programa nuclear³ del que resultó el parque actualmente existente. La estructura de edad de este parque se muestra en la figura 3. Salvo Garoña, que recientemente alcanzó los 40 años, el resto de las plantas se agrupan en un intervalo reducido en torno a los 27 años de edad.

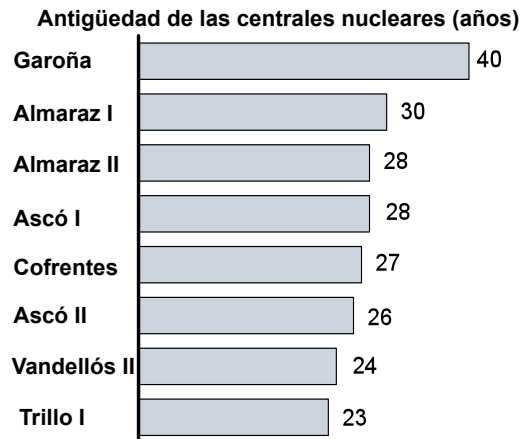


Fig. 3. Distribución de edad del parque nuclear.

Costes y remuneración

Económicamente, estos activos se caracterizan por unos costes fijos elevados que derivan de la necesidad de remunerar al capital invertido en su construcción, y unos costes variables muy reducidos, tal como se muestra en las figuras 4 y 5.

Es claro que los costes de capital son la parte del león de los costes hidráulicos y nucleares. Estos costes se extienden de forma aproximadamente constante a lo largo de la vida de la planta, sujetos a las naturales oscilaciones de los tipos

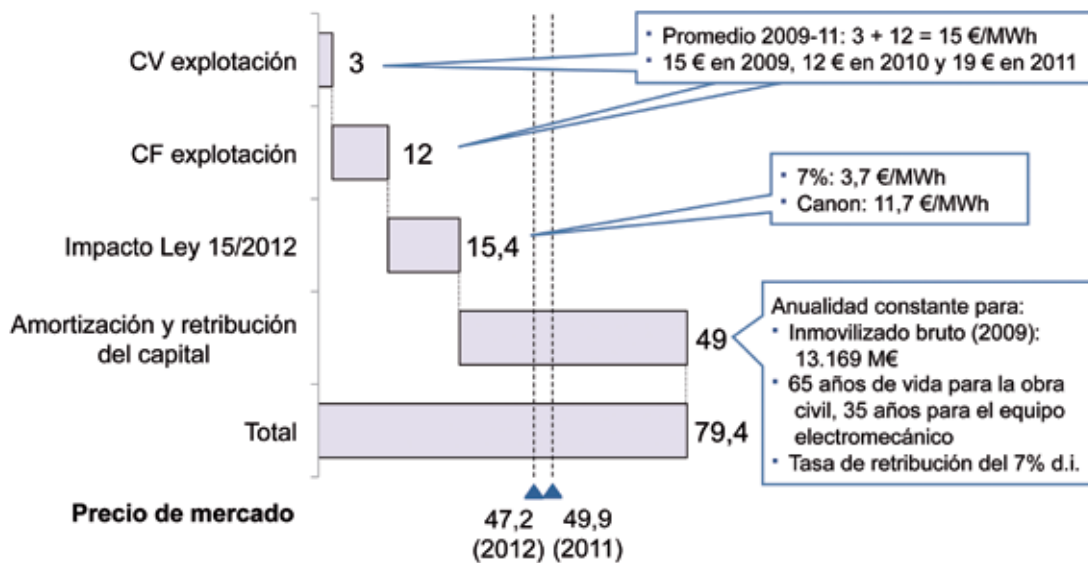


Fig. 4. Costes totales de las centrales hidráulicas (€/MWh).
CV: coste variable
CF: coste fijo

de interés. Los otros costes fijos y variables son más bajos. Para las centrales hidroeléctricas incluyen no solamente los costes de operación y mantenimiento, sino también diversas tasas, cánones e impuestos estatales, autonómicos y de las confederaciones hidráulicas. En el caso nuclear hay que añadir al coste del combustible los costes del tratamiento de los residuos nucleares y del desmantelamiento futuro de las centrales, además de diversas tasas e impuestos como en el caso hidroeléctrico.

Mención especial merecen los nuevos impuestos que entraron en vigor este año (2013): uno general sobre el valor de la producción eléctrica y nuevos impuestos para la producción hidráulica y nucleoelectrica que se justifican por razones ambientales, pero cuya cuantía no deriva de la aplicación de ningún método que se haya hecho público.

La suma de estos costes hace que el coste real medio de la generación hidroeléctrica sea superior a 79 €/MW-h y la de la nuclear de unos 72 €/MW-h. El precio medio de mercado es de unos 50 €/MW-h, menor que el coste medio pero mayor que el coste variable, que es el relevante para decidir el despacho de la planta⁴. El precio medio de mercado es el que resulta relevante para las centrales nucleares, que operan durante la mayor parte del año. La situación es más compleja para las centrales hidráulicas. Aquellas que tengan capacidad de gestión (por ejemplo, un gran embalse) intentarán operar durante las horas de precio alto, y por tanto obtendrán

un precio medio superior al precio medio de mercado. Las que no tengan esta capacidad serán remuneradas con un precio inferior. Los costes de inversión que se efectuaron y la situación económica final son muy dependientes de cada central específica.

En cualquier caso esta figura muestra tan solo la situación actual. En un sistema de mercado cabe esperar que los precios oscilen, y que en una situación de crisis como la actual el precio de la electricidad sea anómalamente bajo. Dicho esto, es también cierto que los ingresos de las plantas nucleares y de una proporción significativa de la hidráulica no han sido particularmente altos. A modo de ejemplo, la figura 6 muestra la evolución de los ingresos de la central nuclear de Vandellòs desde 1988 hasta 2011.

Como se observa en la figura cabe distinguir dos períodos. Durante los diez primeros años estaba en vigor el llamado Marco Legal Estable, un sistema regulado donde se remuneraba la producción de acuerdo a unas fórmulas periódicamente actualizadas por el Ministerio de Industria. La remuneración total y su desglose coinciden aproximadamente con las cifras mostradas arriba para los costes actuales.

A partir de 1998 se estableció el mercado eléctrico que hoy sigue en vigor. La mayor parte de la remuneración procede de las ventas de energía en el mercado diario. Una cantidad menor (y decreciente como consecuencia de cambios regu-

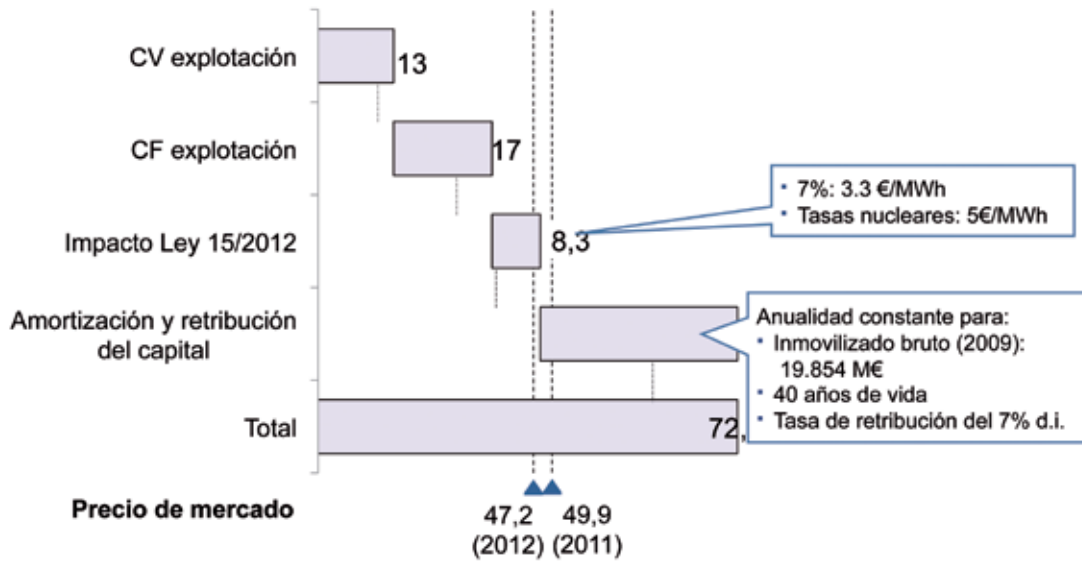


Fig. 5. Costes totales de las centrales nucleares (€/MWh). Este coste compara muy favorablemente con los aproximadamente 108 €/MWh que acaba de acordar el Gobierno británico con los promotores de la nueva central nuclear de Hinkley Point C

lativos) es la llamada “Garantía de potencia”⁵ que remunera el papel de la nuclear (y de las demás tecnologías) como garante de que existe capacidad para suministrar la demanda.

Aunque de importancia económica menor, los llamados Costes de Transición a la Competencia (CTC, la banda salmón de 1998 a 2005) han sido objeto de notable controversia. El objeto de los CTC era compensar a las compañías eléctricas, que de acuerdo al antiguo régimen regulado tenían sus ingresos garantizados, por los menores ingresos que se preveían como consecuencia de la liberalización del mercado y la

esperada bajada del precio de la electricidad. Inicialmente, se estableció la cuantía total de los CTC en 8.664 millones de euros, a cobrar en los años subsiguientes. Sin embargo, se preveía que si el precio medio de la electricidad subía por encima de 36 €/MW-h el exceso de ingreso se detraería de los CTCs pendientes de cobro. Como consecuencia de la no actualización del límite de 36 €/MWh, del exceso de precio en algunos años y de otras medidas de la administración el cobro real ha sido mucho menor que el inicialmente anticipado: 2.098 millones de euros. Los pagos por CTC cesaron en el año 2005.

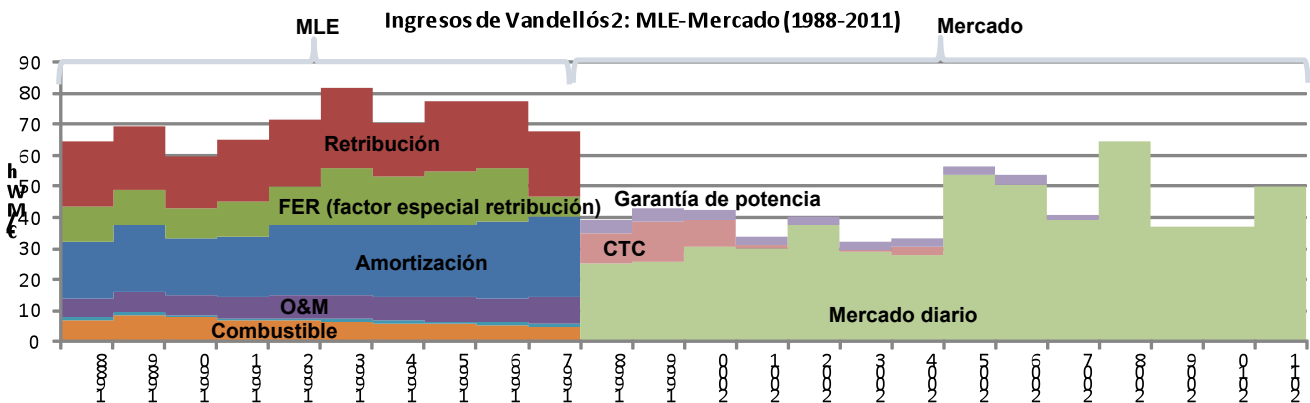


Fig. 6. Evolución de los ingresos de la central nuclear de Vandellós

En repetidas ocasiones se ha escuchado que las centrales nucleares e hidráulicas están ya amortizadas y, por tanto, sus costes de capital son nulos. Esta afirmación carece por completo de fundamento: estos activos no están amortizados.

El inmovilizado neto contable a 31 de diciembre de 2009 de las centrales nucleares asciende a 6.956 M€ y el de las hidráulicas a 6.828 M€, y todavía queda mucha vida útil de estas instalaciones para terminar de amortizar dicho inmovilizado neto. Este saldo se ve incrementado anualmente por las necesarias inversiones recurrentes a que han de hacer frente estas instalaciones. Esta situación es plenamente lógica: tanto las instalaciones nucleares como las hidráulicas están muy por debajo de la vida administrativa, que debe considerarse a efectos de la amortización (respectivamente, 40 y 65 años), como ya se puso de manifiesto en las figuras 2 y 3.

Podría argumentarse que este valor neto contable de las centrales nucleares se debe a una errónea (o interesada) política de amortización de las empresas. Para determinar si esto es así se ha calculado la evolución de la amortización que habrían tenido las centrales de Ascó, Vandellós y Almaraz aplicando unos criterios similares a los del Marco legal Estable, pero teniendo en cuenta los costes de explotación

contables y los ingresos reales de mercado y garantía de potencia (así como otros costes tales como la minoración de los derechos de emisión o las tasas relacionadas con el combustible nuclear). Para ello, año a año se ha realizado el siguiente cálculo: se determina el margen de la central (ingresos menos costes de explotación), y se detrae de él la retribución de la inversión pendiente de amortizar. El sobrante se dedica a amortizar la inversión, y se añaden las inversiones recurrentes del año. De este modo se determina si, con criterios económicos, no contables, los propietarios han recuperado sus inversiones.

Este cálculo llega a la conclusión de que los ingresos de mercado no han sido suficientes para garantizar una retribución adecuada del capital, dado que el inmovilizado neto en lugar de disminuir aumenta, y este inmovilizado neto “económico” (la parte de la inversión que está pendiente de recuperar) resulta superior al contable. Evidentemente, si esto es así, es porque la retribución obtenida por las centrales nucleares en los años de mercado ha sido muy inferior a la que correspondía.

Un ejemplo concreto de esta situación lo proporcionan las cuentas anuales de Nuclenor, sociedad propietaria de la CN de Garoña, que se muestran en la figura 7.



NUCLENOR	Miles de euros		
	2009	2010	2011
Importe neto de la cifra de negocios	130.696	142.106	183.940
Otros ingresos de explotación y TREI	6.113	5.109	5.299
Aprovisionamientos	(14.876)	(17.188)	(19.225)
Gastos de personal	(42.914)	(40.596)	(41.345)
Otros gastos de explotación	(41.812)	(60.155)	(59.449)
Amortización del inmovilizado	(42.400)	(45.880)	(47.389)
Imputación subvenciones	953	18	18
Exceso de provisiones	2.993	759	
Resultado de explotación	(1.247)	(15.827)	21.849
Resultado financiero	(2.384)	(3.486)	(3.025)
Resultado antes de impuestos	(3.631)	(19.313)	18.824
Impuesto sobre beneficios	6.645	6.079	(5.427)
Resultado neto del ejercicio	3.014	(13.234)	13.397
Producción (GWh)	3.566	3.840	3.738
Resultado neto unitario (€/MWh)	0,8	(3,4)	3,6

Fig. 7. Cuenta de resultados de Nuclenor



Y este resultado no incluye el impacto de la Ley 15/2012 de Medidas Fiscales (y, especialmente, su efecto retroactivo, que hubiera supuesto a Garoña pagar más de 150 M€ de impuestos si hubiera extraído su combustible del reactor en 2013, ¡cuando su resultado no supera los 14 M€!).

Toda esta información, lógicamente, está auditada. La firma Ernst&Young ha calculado las rentabilidades del parque nuclear antes (en la época del Marco Legal Estable) y ahora (en el mercado). Los resultados no pueden ser más clarificadores. La rentabilidad razonable era la que se obtenía antes de 1997. Desde entonces, las rentabilidades obtenidas son del 2 %, muy lejos de valores mínimamente razonables.

En cualquier caso es claro que los ingresos de las nucleares han sido sustancialmente menores bajo el mercado liberalizado que bajo el régimen regulado. La situación para las plantas hidroeléctricas es, como de costumbre, más compleja, debido a la mucha mayor heterogeneidad de las mismas, aunque se puede observar una tendencia similar.

Conclusiones

El repaso de esta historia no es estimulante, en especial si se compara la realidad de los hechos con la percepción popular de los mismos. Las conclusiones a las que queremos llegar no son en absoluto originales, sino que han sido repetidas a menudo:

La primera es que la regulación debe ser estable y predecible. Este requerimiento es cada vez más importante, conforme los costes de combustible pierdan importancia debido a la descarbonización de la economía, y se incrementen los de capital. La única manera de alcanzar este objetivo es que las autoridades políticas “se atenen las propias manos”, establezcan marcos regulatorios estables e impulsen autoridades reguladoras independientes y con medios adecuados. Solamente así se conseguirá que los inversores puedan obtener el capital a tipos de interés bajos y que, por tanto, los consumidores paguen por su electricidad un precio lo más económico posible.

La segunda es que la administración puede inducir, y ha inducido en el pasado, ciclos de abundancia y escasez



(*boom and bust*) tan o más eficazmente que el propio ciclo económico. El último episodio es el fin de la burbuja solar, que fue provocado por una regulación inapropiada que ha supuesto un enorme despilfarro de recursos financieros. Un ejemplo anterior tratado brevemente en este artículo es el plan nuclear en el sistema regulado de los 70, que acabó con otro enorme desperdicio de recursos en centrales construidas, o casi, que no llegaron a operar. De nuevo, no hay más solución que instituciones regulatorias de calidad que cuenten con un amplio respaldo político.

La tercera es enfatizar que la mayor eficiencia se alcanza cuando los riesgos son asumidos por aquellos agentes que están en mejores condiciones de gestionarlos. Los inversores privados pueden gestionar los riesgos debidos a las fluctuaciones de los tipos de interés o de los precios de los combustibles. Pese a ciertas percepciones populares, no pueden gestionar el riesgo de decisiones administrativas discrecionales, ni sería razonable que pudieran. En esta categoría entran subidas constantes de impuestos destinadas a corregir fallos regulativos en otras partes del sistema.

Finalmente, es preciso enfatizar la necesidad creciente de un debate riguroso y bien informado, menos basado en eslóganes y más en hechos y números, incluidos por supuesto los contables. **ROP**

Notas

[1] No se trata en este artículo de las pequeñas plantas hidroeléctricas, en general fluyentes (es decir, sin o con poco control sobre la energía generada) que la regulación ha incentivado en los últimos 25 años bajo esquemas muy similares a los empleados con los generadores eólicos.

[2] Obviamente, el cambio climático no era objeto de consideración cuando se tomaron estas decisiones.

[3] Además de las plantas actualmente existentes habría que mencionar a la central de Lemoniz (2000 MW, construida), Valdecaballeros (2000 MW, en muy avanzado estado de construcción), el segundo grupo de Trillo (1000 MW) y las centrales de Regodola y Sagayo, en diversas fases de construcción, que nunca entraron en operación.

[4] El propietario de la central producirá siempre que el precio de mercado sea superior al coste variable.

[5] Que a menudo se llama también "Pago por capacidad".

La política energética desde la perspectiva europea



Alfonso González Finat¹

Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos
Agency for the Cooperation of Energy
Regulators (ACER). Administrative Board
Alternate

Resumen

La política europea de energía lleva varios años en primera línea de actuación de la UE. Su incorporación al Tratado de Lisboa, así como su relación estrecha con otras políticas de la UE tales como competencia, mercado interior, tecnología o medio ambiente, han convertido a la energía en un actor principal en lo que respecta a la acción y legislación europeas y hay que mencionar las políticas y actuación en el campo internacional, incluida la ayuda al desarrollo. No debe olvidarse en este contexto el transporte como gran consumidor de energía y uno de los mayores responsables de emisión de gases de efecto invernadero. Tampoco hay que dejar de lado la tecnología como tal.

Las tres dimensiones de la política de energía, competitividad, sostenibilidad y seguridad de abastecimiento, están al mismo nivel de importancia, pero el equilibrio que se establezca entre las tres necesita decisiones políticas cuidadosas, que no suponen necesariamente alcanzar los óptimos individuales de manera separada. La dimensión exterior habría de añadirse a las tres anteriores.

La UE persigue ejercer un cierto liderazgo mundial en relación con sus objetivos para los horizontes 2020 y 2050.

Palabras clave

Energía, Unión Europea, política, competitividad, sostenibilidad, seguridad, internacional, tecnología

Abstract

European energy policy has been at the forefront of EU action for several years now. Its inclusion in the Lisbon Treaty, as well as its connection with other key EU policies such as competition, internal market, technology or environment, has made energy a major player in terms of EU action and legislation, let alone in its international policies and action including development aid. Transport as a major energy user - and greenhouse gas emitter - should not be forgotten in this context. Neither should technology as such.

The three pillars of energy policy, that is to say competitiveness, sustainability, and security of supply are on an equal footing, but the balance to be struck between them requires delicate political set-offs, which means that the optimum objective for each of them separately is unlikely to be attainable. A pillar on external relations should also be added to the former three.

The EU pursues exert world leadership in view of its 2020 and 2050 objectives.

Keywords

Energy, European Union, policy, competitiveness, sustainability, security, international, technology

Marco general

La política de energía a escala de la Unión Europea ha seguido un proceso de consolidación desde hace pocos años. Como elementos más relevantes pueden citarse:

- las novedades del título de Energía y del refuerzo de la dimensión exterior de la UE en el Tratado de Lisboa de 2009²;
- la legislación vigente sobre mercado interior con el llamado ‘tercer paquete’; sobre infraestructuras energéticas y su

financiación; y sobre energía sostenible y gases de efecto invernadero, o “paquete verde”;

- la serie de reglamentos y directivas sobre eficiencia energética de productos, edificios, vehículos, etc. en relación con el mercado interior, los consumidores o la industria;
- los aspectos empresarial y económico, con los cambios de propiedad, adquisiciones e inversiones en el sector bajo el ángulo de la competencia; social, con el reconocimiento

de la necesidad de dar voz a los consumidores y protección para ciertas capas sociales, etc.; tecnológico, con la apuesta por la investigación y el desarrollo dando protagonismo a la industria; y medioambiental y de cambio climático.

Los objetivos de la política energética de la UE se enmarcan en la estrategia UE2020³ así como en la hoja de ruta 2050⁴. La política energética adquiere una importancia mayor, dados sus objetivos para 2020 y su contribución potencial para alcanzar la meta de una economía baja en contenido de carbono ('hipocarbónica') en el horizonte 2050.

1. Introducción/dimensiones

El primero de diciembre de 2009 entró en vigor el Tratado de Lisboa⁵ que, entre otras, traía las novedades siguientes:

- Un Título XXI (TFUE) sobre política de energía, como competencia compartida, que introduce con carácter innovador el concepto de crisis de abastecimiento y de las medidas solidarias para hacerles frente.
- La importancia y elevación de rango de la política exterior y de seguridad común.

El sector estaba ausente nominalmente de los tratados anteriores⁶ bien que el extinto Tratado del carbón y del acero (CECA, 1952) y el relativo al uso civil de la energía atómica (EURATOM, 1957) habían dado pie, en sus respectivos ámbitos, a normativa europea.

En todo caso conviene mencionar que ahora se establecen nítidamente los límites en cuanto a competencias transferidas a la UE. Así el tema clave de la determinación de las fuentes de generación nacionales y su cuantificación (*mix*) queda reservada en exclusiva a los Estados miembros (EEMM)⁷.

Por otra parte, la ausencia de la política de energía en los textos de los tratados anteriores no impidió que la UE⁸ legislara sobre el sector utilizando otras políticas concomitantes que sí figuraban (en particular la competencia y el mercado interior, pero asimismo el medio ambiente, la I+D, etc.).

Hoy día las grandes dimensiones que enmarcan al sector de la energía y que ponen de manifiesto la necesidad de que la UE cuente con una política energética común, son las de una energía competitiva, sostenible y segura⁹ en una UE de quinientos millones de ciudadanos.

Pero el óptimo (económico y político) de esas tres dimensiones no coincide necesariamente con sus óptimos parciales (un ejemplo lo constituye el gas de esquisto o el esquisto bituminoso). Todo ello va a continuar requiriendo una larga y detallada negociación política en la que los sectores sociales y económicos tengan una alta implicación.

Hay que añadir además, con carácter horizontal, las relaciones exteriores y la tecnología.

2. Competitividad/mercado interior/infraestructuras

El mercado interior es uno de los ejes fundamentales de la política de energía.

Su correcto funcionamiento exige por otro lado que las redes de los EE. MM. estén estrechamente interconectadas.

El objetivo de mercado interior se puso especialmente de manifiesto como primera prioridad política en 1992 en base a los principios del Tratado de Roma de 1957 de libre circulación de personas, mercancías, servicios y capitales.

Así, en los años noventa, se dieron los primeros pasos efectivos hacia la liberalización del mercado de la energía. Una de las cuestiones clave lo constituía la existencia de monopolios de facto –en particular en las empresas integradas verticalmente– y por tanto la falta de transparencia o el abuso de posición dominante. Por ello, la legislación europea implantó la designación de gestores de transmisión en las redes con objeto de la no discriminación entre suministradores. Ese objetivo de mercado interior se complementaba con la política de redes transeuropeas¹⁰, que reconocía la importancia de las interconexiones físicas en infraestructuras entre los Estados, que convirtiese en libertad real, la nominal de libre circulación establecida en el Tratado. Los nuevos reglamentos sobre redes y proyectos de interés común (PIC)¹¹ y sobre su financiación¹² van a permitir impulsar el desarrollo de las interconexiones –también con países vecinos–. En este pasado octubre acaba de adoptarse la lista de los PIC¹³ que pueden beneficiarse de permisos acelerados y de cofinanciación de la UE. A ello deben añadirse los códigos de capacidad, transmisión, balance o interoperabilidad, actualmente en desarrollo¹⁴.

Aquellos primeros pasos de los años noventa fueron ampliados a principios del 2000, dado el poco éxito relativo del primer intento de liberalizar el mercado. Así y todo, muchas empresas presentes del sector continuaron tratando

%	1999	2000	2005	2009	2010	2011
BE	92.3	91.1	85.0	77.7	79.1	70.7
BG						
CZ	71.0	69.2	72.0	73.7	73.0	69.4
DK	40.0	36.0	33.0	47.0	46.0	42.0
DE	28.1	34.0	31.0	26.0	28.4	
EE	93.0	91.0	92.0	90.0	89.0	87.0
IE	97.0	97.0	71.0	37.0	34.0	38.0
EL						
ES	51.8	42.4	35.0	32.9	24.0	23.5
FR	93.8	90.2	89.1	87.3	86.5	86.0
IT	71.1	46.7	38.6	29.8	28.0	27.0
CY	99.7	99.6	100.0	100.0	100.0	100.0
LV	96.5	95.8	92.7	87.0	88.0	86.0
LT	73.7	72.8	70.3	70.9	35.4	24.9
LU					85.4	82.0
HU	38.9	41.3	38.7	43.1	42.1	44.1
MT	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
NL						
AT	21.4	32.6				55.3
PL	20.8	19.5	18.5	18.1	17.4	17.8
PT	57.8	58.5	53.9	52.4	47.2	44.9
RO			36.4	29.3	33.6	26.0
SI			50.1	55.0	56.3	52.4
SK	83.6	85.1	83.6	81.7	80.9	77.7
FI	26.0	23.3	23.0	24.5	26.6	25.6
SE	52.8	49.5	47.0	44.0	42.0	41.0
UK	21.0	20.6	20.5	24.5	21.0	45.6

Tabla 1. Cuota de mercado del mayor productor de electricidad por Estado miembro. Fuente: EUROSTAT

de obstaculizar un auténtico desarrollo de un mercado libre, celosos de sus posiciones (dominantes) establecidas y de sus mercados (cautivos).

Hizo falta que en 2006 la Comisión Europea, utilizando su potestad exclusiva sobre la política de la competencia, llevara a cabo el análisis del sector que reveló cómo el comportamiento de diversos actores era contrario a los principios del Tratado.

La amenaza de sanción subsiguiente hizo posible el llamado “tercer paquete” lanzado por la Comisión en enero de 2007¹⁷ y adoptado en 2009¹⁸. El mismo supone un salto cualitativo clave e importante en el camino para la creación de un mercado interior de la electricidad y del gas en la Unión Europea, dado que la legislación anterior no había logrado los objetivos propuestos.

Principales objetivos:

- Separación efectiva de las redes (desagregación de las funciones generación y transporte y distribución).
- Transparencia y liberalización del mercado; favorecer el comercio transfronterizo; necesidad del desarrollo de las redes.

- Reguladores nacionales: carácter independiente, definición y equiparación de competencias en el seno de la UE.
- Creación de la Agencia para la cooperación de los reguladores nacionales.
- Acceso al almacenamiento y al GNL no discriminatorio.
- Solidaridad en el sector del gas.
- Atención al mercado minorista y protección del consumidor (clientes vulnerables).

La legislación finalmente adoptada incluye soluciones consensuadas, en particular en lo que respecta a la segregación de actividades de generación y de transporte y distribución (*unbundling*), alejadas de la propuesta inicial de la Comisión¹⁹. Es pronto para saber si aquellas van a ser las más idóneas, por ejemplo para garantizar aspectos como los relativos a las inversiones o a la ausencia de conflicto de interés. La certificación de las empresas que operan el sistema (TSO) tanto para gas como electricidad, según establece la legislación del “tercer paquete”, ha dado pie a un documento de trabajo de los servicios de la Comisión²⁰ en el que se identifican posibles conflictos de interés que impidan la certificación.

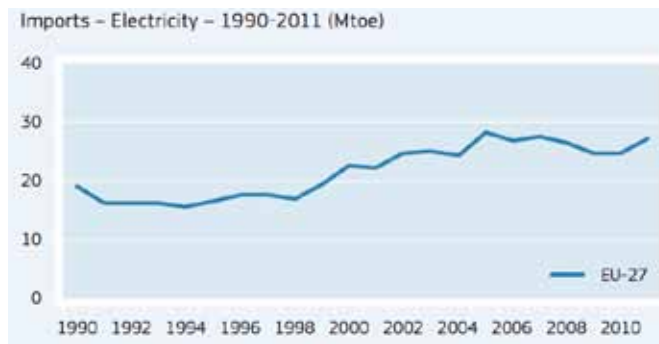


Gráfico 1. Importaciones de electricidad dentro de la UE27. Fuente: EUROSTAT

A finales de 2012, la Comisión publicó una comunicación sobre el mercado interior²¹ de cara al objetivo político de su plena vigencia en 2014. En la misma se establece un plan de acción que incorpora medidas para el cumplimiento de la normativa –incluida la denuncia formal–; mejorar la capa-

cidad de acción de los consumidores y darles su apoyo; y adaptar los sistemas de energía de la UE para el futuro. A efectos de seguimiento la Comisión pretende que este se inscriba en el ‘Semestre europeo sobre crecimiento y mercado interior’ a fin de establecer recomendaciones para cada país.

3. Sostenibilidad

La lucha contra el cambio climático se ha constituido en una dimensión transversal de las políticas de la UE, quien ha reiterado en numerosas ocasiones su determinación política de liderarla a escala internacional. Su conexión íntima con el

sector de la energía es una cuestión patente y principal en los enunciados, propuestas y legislación europeos.

La legislación actual está constituida por el “paquete verde” de 2009²² que estableció los llamados objetivos 20-20-20 para 2020, que implican obligaciones individualizadas para cada Estado miembro de la UE (para energía renovable, GEI y, posteriormente, obligaciones en eficiencia energética²³).

El horizonte 2020 se sitúa a su vez dentro de un marco a muy largo plazo. Para 2050 la meta es la de una reducción global de emisiones en la UE entorno al 90 %. Actualmente está planteado el definir la senda entre 2020 y 2050.

En consonancia con lo anterior, en los próximos meses la UE dilucidará si se establecen nuevos objetivos vinculantes para 2030, según ha propuesto la Comisión Europea²⁴. La cuestión estará por tanto en la posible cuantificación de aquellos, así como en su estructura y relación entre sí, sin descartarse la alternativa de la adopción de un único objetivo global para disminución de GEI.

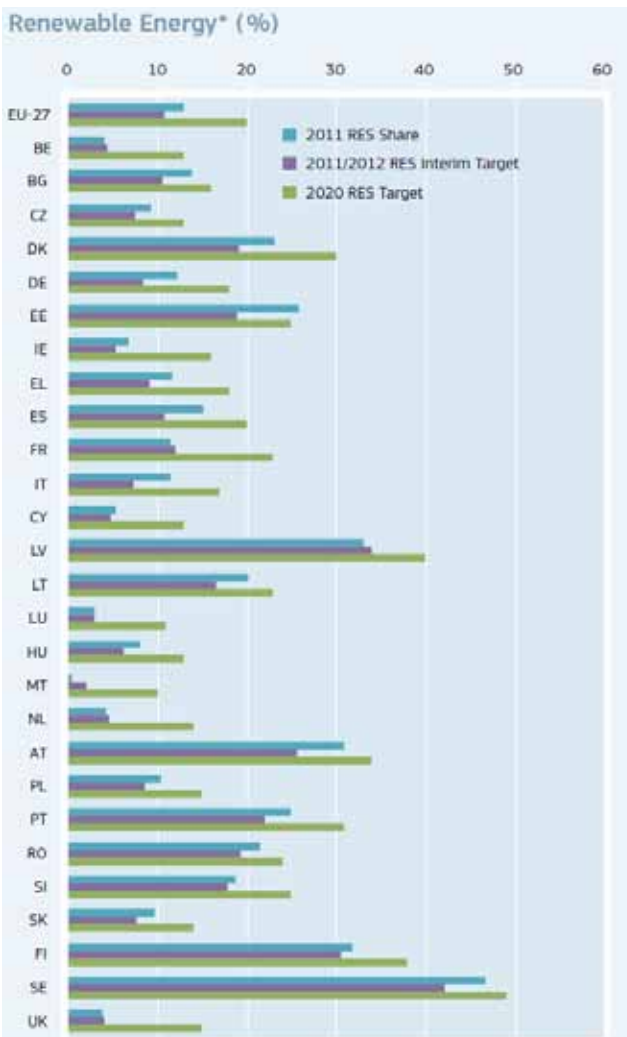


Gráfico 2. Energía renovable: situación y objetivos por Estado Miembro. Fuente: EUROSTAT

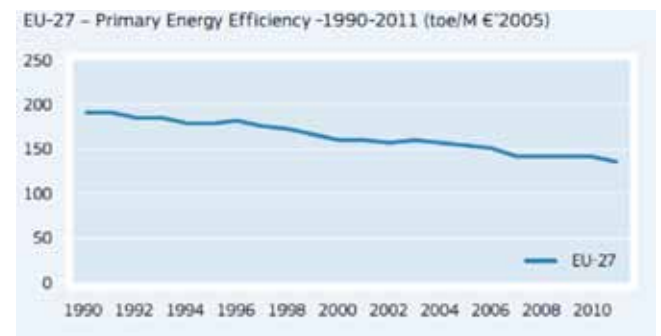


Gráfico 3. Eficiencia en energía primaria EU27. Fuente: EUROSTAT y Comisión Europea 2013

4. Seguridad de abastecimiento

La seguridad de suministro de energía (y la preocupación por su precio) ha sido una constante en la UE. Aunque no por primera vez, el sentimiento de dependencia exterior se agudizó con la escalada de los precios del petróleo desde mediados de la primera década del 2000 y con las crisis de abastecimiento de gas ruso de 2006 y 2009. Los nuevos EE. MM. pretendieron hacer valer su nueva condición política de pertenencia a la UE –la solidaridad– frente a una actuación en solitario ante Rusia, como principal abastecedor²⁵. Am-

bos hechos –crisis de abastecimiento y precios por tanto– constituyeron aldabonazos sobre la seguridad en el sentir de ciudadanos y empresas a lo largo y ancho de la UE. Más recientemente se ha añadido el accidente de Fukushima con las consecuencias de toda índole que ha acarreado no solo en Japón sino en Europa.

Por otro lado, la UE considera que el mercado interior es uno de los pilares de la seguridad de suministro. De ahí que dichos hechos aceleraran la adopción del reglamento²⁶ que establece a escala europea unos estándares de seguridad de suministro de gas de obligado cumplimiento. Se definen tres niveles de crisis: alerta, alerta temprana y emergencia, así como la obligación de información en caso de crisis.

Estándares:

- Estándar de infraestructura (aplicación del criterio n-1).
- Estándar de suministro: protección a los consumidores (definición de clientes protegidos) y niveles de protección (30 días).
- Obligación de reversibilidad de flujos en las interconexiones entre Estados Miembros.

5. Tecnología

La política energética de la UE está ligada íntimamente al ámbito tecnológico. Es así como se estableció en el Plan estratégico de Tecnología (SET Plan)²⁷ que reconoce que la tecnología de energía limpia forma parte integrante de la política de la UE de energía/cambio climático. Ello se sitúa en el marco de la política de I+D+i y de su financiación a través del Programa marco de investigación y desarrollo

El SET Plan estableció las llamadas iniciativas industriales.

Iniciativas:

- Redes inteligentes.
- Energía eólica.
- Energía solar (termo-solar eléctrica y fotovoltaica).
- Captura y almacenamiento de carbono (CAC).
- Iniciativa europea sobre la red eléctrica.
- Iniciativa europea para la bioenergía sostenible.
- Iniciativa para energía nuclear de fisión sostenible.
- Pilas de combustible e hidrógeno.
- Ciudades inteligentes.

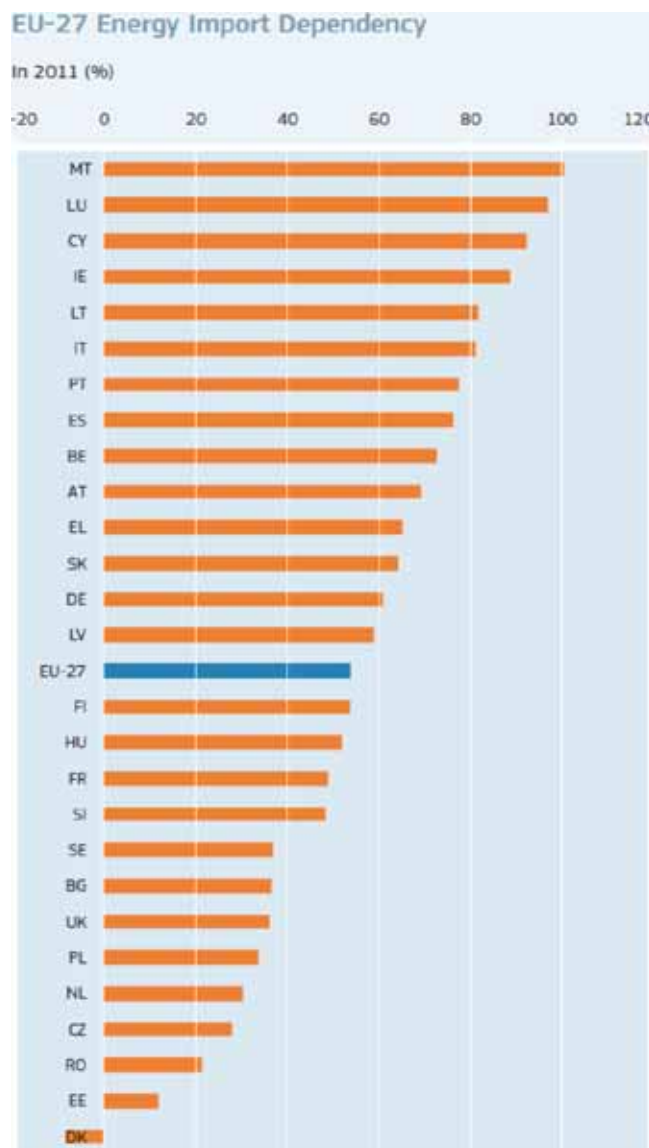


Gráfico 4. Dependencia de las importaciones por Estado Miembro. Fuente: EUROSTAT

A partir de 2014 el programa “Horizonte 2020”²⁸ constituirá el Programa marco de I+D para la UE con unos setenta millardos de euros, dentro de las perspectivas financieras 2014-20.

En el mismo, la energía está señalada como uno de los grandes retos sociales al que se titula ‘Energía segura, limpia y eficiente’. Su objetivo específico es hacer la transición hacia un sistema energético fiable, sostenible y competitivo, en un contexto de creciente escasez de recursos, aumento de las

necesidades de energía y cambio climático, en línea con la política de la UE.

Horizonte 2020, líneas generales:

- Reducir el consumo de energía y la huella de carbono mediante un uso inteligente y sostenible.
- Suministro de electricidad a bajo coste y de baja emisión de carbono.
- Combustibles alternativos y fuentes de energía móviles.
- Una red eléctrica europea única e inteligente.
- Nuevos conocimientos y tecnologías.
- Solidez en la toma de decisiones y compromiso público.

Tanto los recursos públicos, bien de los Estados Miembros bien de la UE en su conjunto, así como los fondos del sector privado, debieran concurrir a los objetivos comunes de innovación. Aprovechar la oportunidad para la movilización de recursos es crucial para que la UE pueda mantener una situación comparable a la de sus principales competidores, EE. UU. o Japón.

6. Dimensión exterior

Tres elementos a considerar en esta cuestión, que debiera añadirse a las tres dimensiones ya indicadas:

- La dependencia energética de la UE es un factor determinante en su política exterior. Dicha dependencia va a incrementarse en el futuro²⁹ y las incertidumbres ligadas a la concentración de recursos energéticos en ciertas áreas geográficas políticamente inestables, un factor clave.
- Esta dimensión está ligada asimismo a la lucha contra el cambio climático, dado su carácter y su vinculación al protocolo de Kioto y a su desarrollo/negociación ulterior, ahora remitidos a 2015.

• Por otra parte, la energía es fundamental en la vida de cada día del ser humano y un tercio de los ciudadanos del planeta carece de acceso a la misma. Ello es de especial relevancia para la UE en su política exterior y de ayuda al desarrollo.

La responsabilidad de la UE exige por tanto respuestas estratégicas que susciten el mayor consenso global posible,

tanto entre sus socios como, en particular, con las potencias emergentes.

De ello la necesidad de que la UE pueda actuar con una sola voz en el plano internacional, tal y como recordó la Comisión en 2011³⁰, ya sea en Naciones Unidas u organizaciones tales como la Agencia Internacional de la Energía (AIE), IRENA³¹, Carta de la energía³², etc.

El mecanismo³³ adoptado de intercambio de información sobre los acuerdos intergubernamentales entre los Estados miembros y terceros países en el campo de la energía, deberá desempeñar un papel importante y útil en este contexto.

Finalmente, el ámbito de la política de vecindad, donde por ejemplo la Comisión ha sido la iniciadora de la Comunidad de la energía en el SE europeo, o de la Unión para el Mediterráneo; o bien en la relación Rusia-UE, debe ser un área de actuación de carácter prioritario y –a pesar de indudables dificultades- basarse en relaciones estables y de confianza recíproca.

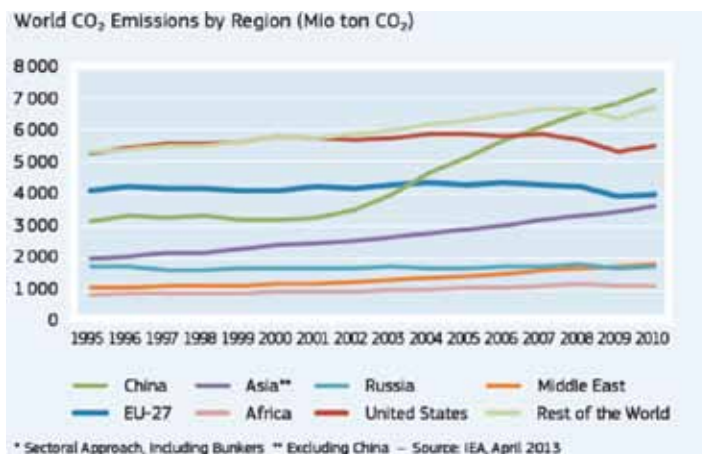


Gráfico 5. Emisiones de CO₂ por regiones del globo.

Fuente: EUROSTAT

7. Transporte y energía

El Libro Blanco³⁴, que fue adoptado por la Comisión en marzo de 2011, se alinea con la hoja de ruta 2050 ya comentada.

Algunas constataciones del Libro Blanco:

- El transporte depende del petróleo en un 96 % y el sector supone casi un 90 % del incremento del uso global previsto.
- Se espera que el número de vehículos en el mundo crezca desde unos 750 millones hoy día a más de 2,2 millones en 2050.
- El transporte significa alrededor de un cuarto de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Frente a esos retos el transporte debe, entre otros utilizar menos energía y utilizar energía más limpia.

El Libro Blanco propugna ampliamente las nuevas tecnologías de propulsión en lo que a usos energéticos se refiere.

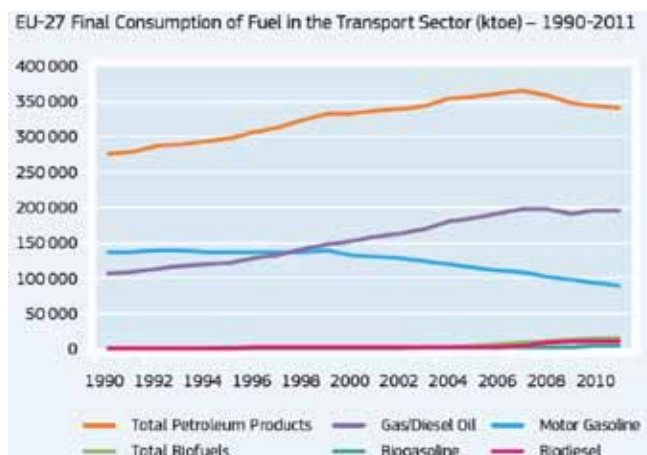


Gráfico 6. Transporte. Consumo final de energía 1990-2011.

Fuente: EUROSTAT

Conclusión

La UE pretende tomar el liderazgo de una nueva era industrial: el desarrollo de una economía baja de carbono, en la base de la cual se sitúan el conocimiento y –entre otras- las tecnologías energéticas renovables o de eficiencia energética. La ambición de crear un mercado interior efectivo, de promover un *mix* energético limpio y eficaz y de tomar las decisiones correctas en investigación y desarrollo, determinará si Europa lidera esta revolución tan fundamental para la economía, el empleo y el bienestar de los ciudadanos y su seguridad de abastecimiento. Ello es particularmente relevante en el contexto de crisis económica. Para ello necesita también ejercer liderazgo internacional con países terceros, incluidos aquellos en vía de desarrollo. **ROP**

Referencias

[1] Los puntos de vista expresados en este texto son exclusivamente personales de su autor.

[2] Recientemente, algunas voces proponen ir más allá de lo que dice el Tratado y abogan directamente por la constitución de una “Comunidad europea de la energía”. (Solidarité énergétique en Europe: en route vers une Communauté européenne de l’énergie. Jerzy Buzek | Diputado europeo, ex primer Ministro de Polonia y miembro del Consejo de administración de Notre Europe – Institut Jacques Delors; 1 de octubre 2013).

[3] «EUROPA2020 Una Estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador». COM (2010) 2020 (3 de marzo 2010)

[4] Comunicación de la Comisión. “Hoja de ruta para la estabilidad y el crecimiento”. COM (2011) 669 final. (12 de octubre 2011)

[5] En realidad se trata de dos textos: El Tratado de la Unión Europea y el Tratado de funcionamiento de la Unión Europea (TFUE).

[6] Tratado de Roma (1957) y sucesivos.

[7] Otro límite sería la relativa a la legislación fiscal que -como ámbito horizontal- es competencia del Consejo de Ministros, requiriéndose la unanimidad.

[8] Previamente la CEE o la CE.

[9] En consonancia con la estrategia EU2020, la Comunicación “Energía 2020. Estrategia para una energía competitiva, sostenible y segura” de finales de 2010 confirmó las prioridades y áreas relevantes de actuación en el sector energético. COM (2010) 639 final

[10] Esta política se plasmó en el Tratado de Maastricht de 1993 para los sectores de energía, transporte y telecomunicaciones.

[11] Reglamento (UE) nº 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo de 17 de abril de 2013 relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas.

[12] El Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se crea el mecanismo «Conectar Europa» dispondrá de más de 5 millones de euros para energía entre 2014 y 2020. Aprobación formal en curso.

[13] Visión a largo plazo de las infraestructuras en Europa y fuera de ella. Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité económico y social europeo y al Comité de las regiones. COM(2013) 711 final (14 de octubre de 2013)

[14] Ver www.acer.europa.eu y por ejemplo Reglamento (UE) N o 984/2013 de la Comisión de 14 de octubre de 2013 por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas.

[15] “Las actuales normas y medidas no crean el marco necesario ni tampoco ofrecen las condiciones necesarias para la creación de capacidades de interconexión para lograr el objetivo de un mercado interior eficiente y abierto que funcione adecuadamente”. Comunicación de la Comisión «Estudio del sector con arreglo al art. 17 del Reglamento 1/2003 sobre los mercados del gas y la electricidad (informe final)». COM (2006) 851.

[16] En especial empresas integradas verticalmente.

[17] Hay que hacer notar que la nueva Comisión había tomado posesión en 2006 y por tanto se trataba de sus primeros pasos en su programa político.

[18] Constituido por dos directivas (2009/72/CE y 2009/73/CE) y tres reglamentos (713, 714, 715/2009) para gas y electricidad.

[19] Separación de propiedad. En todo el proceso España y el Reino Unido fueron de la mano como adalides del nuevo paradigma.

[20] Commission staff working document ownership unbundling. The Commission's practice in assessing the presence of a conflict of interest including in case of financial investors. SWD (2013) 177 final. (8.5.2013).

[21] Comunicación de la comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones “Velar por la buena marcha del mercado interior de la energía”. COM (2012) 663 final (15.11.2012)

[22] Puede considerarse como hito histórico el que en el mes de marzo de 2007, el Consejo Europeo decidiera establecer objetivos vinculantes de reducción de gases a efecto invernadero, de manera unilateral, del 20 % para el año 2020 en relación a 1990 (y de 30 % si se acordaba con los países desarrollados); y de

energía renovable con un mínimo del 20 % de uso final en 2020.

[23] Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética.

[24] Libro Verde. Un marco para las políticas de clima y energía en 2030 COM(2013) 169 final (27 de marzo de 2013)

[25] Reconocida en el tratado de Lisboa ya comentado

[26] Reglamento (UE) 994/2010 sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas.

[27] Strategic Energy Technology plan, COM(2007) 723

[28] Horizonte 2020. Programa Marco de Investigación e Innovación. COM (2011) 808 final (30 de noviembre 2011)

[29] Queda por ver qué se seguirá en la UE para las fuentes de energía convencional basadas en esquistos.

[30] «La política energética de la UE: establecer asociaciones más allá de nuestras fronteras». Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones sobre la seguridad del abastecimiento energético y la cooperación internacional. COM (2011) 539 final (7 de septiembre de 2011)

[31] International Renewable Energy Agency.

[32] www.encharter.org

[33] Decisión n° 994/2012/UE “La creación de un mecanismo de intercambio de información sobre esos acuerdos de las actividades exteriores de la UE en este ámbito no sustituyen, ni deben tener por objeto sustituir, a la cooperación bilateral establecida por los Estados miembros. Su objetivo ha de ser más bien complementar esa cooperación allí donde la Unión pueda ofrecer un verdadero valor añadido”.

[34] Libro Blanco. Hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte: por una política de transportes competitiva y sostenible. COM(2011) 144 final (28 de marzo 2011)

[35] El objetivo de la UE para 2020 para transporte, es el del 10 % de combustibles basados en energía renovable, incluidos los biocarburantes.



Soluciones innovadoras para la Ingeniería Civil

Túneles, aeropuertos, carreteras, presas, puertos, puentes... Cualquier obra civil precisa de la tecnología especializada **Sika**, garantizando el éxito de cualquier proyecto.

Líderes mundiales en el sector químico, proporcionamos soluciones innovadoras para cubrir las necesidades más exigentes a los más exigentes. Forma parte de los líderes.



Química para la Construcción

Más información



Sika, S.A.U. - Tel.: 916 57 23 75
info@es.sika.com - www.sika.es



Innovation & Consistency | since 1910

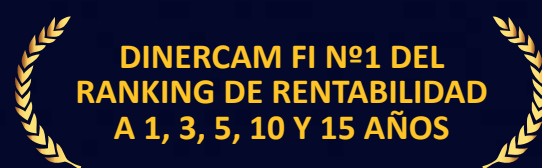


Los Fondos de Inversión Foncam FI y DinerCam FI de nuevo en lo más alto gracias a la confianza y apoyo que nuestros clientes siempre han mostrado.



**FONCAM FI RECIBE
5 ESTRELLAS MORNINGSTAR**

Foncam FI (Nº REG. CNMV 659), el Fondo de Renta Fija de Gestifonsa más galardonado, recibe 5 estrellas de Morningstar, la categoría más alta que concede la firma de calificación y que sólo 7 Fondos españoles más han recibido este curso 2013. Morningstar es un proveedor líder de análisis independiente para la inversión, una fuente reconocida de información exhaustiva a través de una amplia gama de disciplinas de inversión que opera en 27 países.



**DINERCAM FI Nº1 DEL
RANKING DE RENTABILIDAD
A 1, 3, 5, 10 Y 15 AÑOS**

DinerCam FI (Nº REG. CNMV 3449), el Fondo monetario de Gestifonsa, se encuentra en el número 1 del ranking de rentabilidad a 1, 3, 5, 10 y 15 años, según Informe de Inverco primer semestre de 2013.