

44

Enero
2015

CUADERNOS DE ENERGÍA



GARRIGUES



CLUB ESPAÑOL
DE LA ENERGÍA

INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Deloitte.

Consejo Editorial

Silvestre Arana Knirsch
Socio Principal. J&A Garrigues S.L.P.

Juan Bachiller Araque
Vicepresidente Honorario. Club Español de la Energía

Iñaki Garay Zabala
Director de Comunicación. Administrador de Infraestructuras Ferroviarias (ADIF)

Rafael García de Diego
Director de Asesoría Jurídica y Secretario del Consejo de Administración. Red Eléctrica de España

Arcadio Gutiérrez Zapico
Director General. Club Español de la Energía

Juan Luis López Cardenete
Profesor Extraordinario. IESE – Universidad de Navarra

Vicente López Ibor
Presidente. Estudio Jurídico Internacional

Pedro Mielgo Álvarez
Presidente. Madrileña Red de Gas, S.A.

Jesús Navarro Gallel
Socio Director de Energía. Deloitte

Víctor Pérez Díaz
Catedrático de Sociología. Universidad Complutense de Madrid y Doctor en Sociología. Universidad de Harvard

Pedro Rivero Torre
Catedrático de Economía Financiera y Contabilidad. Universidad Complutense de Madrid

Juan Sancho Rof
Vicepresidente del Consejo de Administración. Técnicas Reunidas

Estimado lector:

Este año 2015 se presenta como un año crucial para el sector energético, con la nueva definición de objetivos europeos en materia de energía y clima para 2030 sobre la mesa, con la COP 21 de París, la nueva Comisión y el papel organizativo relevante de la energía en la misma, así como por los procesos electorales que se producirán a lo largo del año en nuestro país.

Desde el Consejo Editorial de Cuadernos de Energía seguiremos expectantes los avances que sobre éstos y otros temas se vayan produciendo. Mientras tanto, en este primer número del año, hemos querido completar la serie de artículos relacionados con la reforma energética en España, incluyendo un total de cinco trabajos sobre los aspectos relacionados con el sector eléctrico y tres referidos al gas natural. Como paso previo, se incluye además un artículo sobre la transposición de la Directiva de eficiencia energética. Por último, esta edición se cierra con tres aportaciones de ámbito más internacional.

El primer artículo de esta edición de Cuadernos es el realizado por **María Teresa Velasco Rincón**, Subdirectora General de Planificación Energética y Seguimiento del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. El mismo está basado en su interesante ponencia de apertura impartida durante la Jornada “La transposición de la Directiva de eficiencia energética al marco español: descripción, implementación y oportunidades de negocio”, celebrada por Enerclub el pasado 4 de diciembre.

El siguiente artículo, ya centrado en la reforma eléctrica, lo presenta **Javier Arranz Lázaro**, Experto en Energía de la Organización de Consumo y Usuarios (OCU). En él se hace una valoración de la reforma y aquellos aspectos relacionados con el consumidor - como el concepto de vulnerabilidad, las relaciones con los comercializadores y distribuidoras, el fomento de la competencia, los precios y su transparencia -, destacando que aunque la nueva Ley del Sector Eléctrico apunta un amplio catálogo de medidas para resolver los problemas existentes, la mayor parte de ellas requieren de más concreción y quedan pendientes de un posterior desarrollo reglamentario.

Vicente López-Ibor Mayor, Presidente de Estudio Jurídico Internacional y Ex Consejero de la Comisión Nacional de Energía, es el autor del segundo de los artículos de este bloque, titulado “Las respuestas internas e internacionales a la protección del inversor en el sector energético: un nuevo reto en una economía globalizada”. Pone de manifiesto, entre otros temas, en qué medida los principios que garantizan la protección del inversor no están desarrollándose ni de forma simétrica ni en paralelo en el ámbito nacional e internacional, provocando una situación de cierta perplejidad conceptual. Para profundizar en el problema, además, describe algunos aspectos de la reforma del régimen de las energías renovables en España.

A continuación contamos con la contribución de **Felipe Requejo Sigüenza**, Socio-Líder Mundial Sector Utilities Deloitte, titulada “La reforma del mercado eléctrico europeo”, donde reflexiona en torno a la política energética europea y los problemas existentes para cumplir con sus objetivos. Para ello, comienza con una descripción de la situación actual del modelo energético europeo, seguida de una más detallada por países, incluyendo a España, y concluye resaltando una serie de lecciones aprendidas que permitirían enfocar mejor el desarrollo futuro del mercado eléctrico europeo.

El siguiente autor, **Pedro Rivero Torre**, Catedrático de Universidad, Presidente de la Comisión de RSC de AECA y Expresidente de UNESA, nos da una visión global de la reforma eléctrica en España, partiendo de los antecedentes, la situación de partida, las medidas tomadas y las pendientes. Su análisis le lleva a concluir que todavía queda un largo camino, con un importante periodo de transición, para terminar el proceso que lleve a la implantación efectiva del mercado interior de la electricidad en España y en Europa.

El artículo “La revolución Copernicana del nuevo modelo de precios eléctricos”, redactado por **Andrés Seco García**, Director General de Operación, y por **Miguel Ángel Muro Villalón**, Jefe del Departamento de Liquidaciones, ambos de Red Eléctrica de España, cierra el conjunto de trabajos sobre la reforma del sector eléctrico. En él analizan en profundidad las novedades introducidas por la Ley 24/2013 relacionadas con la eliminación de las tarifas integrales reguladas, sustituidas por un sistema de precios horarios que trasladan al consumidor las señales económicas del mercado mayorista: el precio voluntario para pequeño consumidor (PVPC).

La sección sobre el gas natural, se inicia con un artículo de **Juan Ramón Arraibi**, Director General de Negocio Regulado de Gas de EDP España, donde realiza un análisis sobre este recurso como candidato para sustituir, por lo menos en parte, al petróleo en el transporte terrestre. Describe sus ventajas medioambientales, económicas y técnicas, dando además una visión de su desarrollo en el mundo. Termina el artículo con una exposición de los diversos desarrollos normativos, existentes o necesarios, para dar cabida y sentar las bases de desarrollo del Gas Natural Vehicular.

Fernando Bergasa Cáceres, Presidente ejecutivo de Redexis Gas, pone de manifiesto en el siguiente artículo cómo los entornos económicos y energéticos han conducido a que, a pesar de ser el gasista un sector en expansión, se produzca un desajuste de las infraestructuras construidas y el de su demanda asociada. Se centra principalmente en lo dispuesto por la Ley 18/2014 mediante la que se busca, entre otros aspectos, asegurar el equilibrio económico del sistema gasista e incentivar el uso de gas en España.

Por último, el artículo sobre el *hub* ibérico del gas completa esta sección. En él, **Miguel Ángel Lasheras Merino** y **Jorge Fernández Gómez**, Director General y Director Técnico y de Mercados del Iberian Gas Hub, respectivamente, exponen cuál es el estado actual de su desarrollo y los servicios que proporciona, y lo comparan con el resto de *hubs* europeos. Asimismo, explican cómo puede la regulación contribuir a desarrollar y consolidar su liquidez.

El número 44 de Cuadernos de Energía incluye además, como adelantábamos, varios artículos de carácter más internacional. El primero de ellos, versa sobre el marco internacional de lucha contra el cambio climático. **Cristina Rivero Fernández**, Jefe del Departamento Cambio Climático de UNESA, nos aporta algunas reflexiones y hechos relevantes de la COP 20 celebrada en Lima el pasado diciembre, donde se han fijado los elementos básicos para el acuerdo que se espera alcanzar en París a finales de este año.

Aunque se han producido avances significativos en Lima, dado el incremento continuo de las emisiones de gases efecto invernadero, el punto de partida para las negociaciones de París no parece muy alentador. Así lo pone de manifiesto la **Agencia Internacional de la Energía** en su World Energy Outlook 2014, cuyo resumen ejecutivo en español se incluye, como viene siendo tradicional, en este número de Cuadernos.

Con el resumen y conclusiones de la Jornada “Global Energy: Strategies and Values” del **Comité Español del Consejo Mundial de la Energía**, celebrada en noviembre de 2014, terminamos esta edición de Cuadernos. En la misma se trataron temas tan relevantes como la Asociación Transatlántica de Comercio e Inversiones (TTIP), los derechos humanos y la geopolítica.

Agradecemos a todos los autores sus excelentes contribuciones y esperamos que, al lector, le resulte de interés esta nueva edición de Cuadernos de Energía.

Índice

La Transposición de la Directiva 2012/27/UE de Eficiencia Energética al marco español María Teresa Velasco Rincón. Subdirectora General de Planificación Energética y Seguimiento del Ministerio de Industria, Energía y Turismo	5
Los Consumidores y la Reforma Eléctrica Javier Arranz Lázaro. Experto en Energía de la Organización de Consumo y Usuarios (OCU)	12
Las respuestas internas e internacionales a la protección del inversor en el sector energético: un nuevo reto en una economía globalizada Vicente López-Ibor Mayor. Presidente de Estudio Jurídico Internacional, Ex Consejero de la Comisión Nacional de Energía	20
La Reforma del Mercado Eléctrico Europeo Felipe Requejo Sigüenza. Socio - Líder Mundial Sector Utilities de Deloitte	35
Antecedentes y visión global de la Reforma eléctrica en España. (Una reflexión) Pedro Rivero Torre. Catedrático de Universidad, Presidente de la Comisión de RSC de AECA, Expresidente de UNESA	54
La Revolución Copernicana del nuevo modelo de precios eléctricos Andrés Seco García, Director General de Operación de Red Eléctrica de España Miguel Ángel Muro Villalón, Jefe de Departamento de Liquidaciones de Red Eléctrica de España	61
El gas natural en el transporte terrestre, una apuesta segura Juan Ramón Arraibi Dañobeitia. Director General de Negocio Regulado de Gas de EDP España	69
La Reforma del Gas: por un sector económicamente sostenible Fernando Bergasa Cáceres. Presidente Ejecutivo de Redexis Gas	74
La liquidez en el hub de gas y los servicios de Iberian Gas Hub Miguel A. Lasheras Merino. Director General de Iberian Gas Hub Jorge Fernández Gómez. Director Técnico y de Mercados de Iberian Gas Hub	77
Cambio climático: Algunas reflexiones y hechos relevantes de la Cumbre de Lima Cristina Rivero Fernández. Jefe Departamento Cambio Climático de UNESA	85

World Energy Outlook 2014. Resumen Ejecutivo

Agencia Internacional de la Energía

91

Global Energy: Strategies and Values. Resumen y Conclusiones

Comité Español. Consejo Mundial de la Energía

97

La Transposición de la Directiva 2012/27/UE de Eficiencia Energética al marco español

María Teresa Velasco Rincón

Subdirectora General de Planificación Energética y Seguimiento del Ministerio de Industria, Energía y Turismo

El siguiente texto reproduce la ponencia presentada durante la Jornada organizada por El Club Español de la Energía bajo el título: "La Transposición de la Directiva de Eficiencia Energética al marco español: descripción, implementación y oportunidades de negocio" y celebrada el 4 de diciembre de 2014 en el Hotel Palace de Madrid con el patrocinio de CEPSA.

Es para mí un gran honor y sobre todo viéndolo nutrido que está la sala, el poder abrir estas Jornadas con una primera presentación marco de la transposición de la Directiva de Eficiencia Energética al Derecho español, al marco español. Seré muy breve para no restar tiempo a las mesas redondas, donde se augura un nutrido e intenso debate. Para explicar esta transposición de la Directiva de Eficiencia Energética en el marco español, he estructurado la presentación en cinco apartados.

En primer lugar, analizar los antecedentes y el contexto en el que se produce la posición de esta Directiva de Eficiencia Energética. Después, abordar las tareas concretas de transposición que se han realizado hasta el momento. El sistema de obligaciones de ahorro, de eficiencia energética establecido en el artículo 7 de la directiva, el proyecto de real decreto de transposición de esta directiva que de alguna manera recoge todos aquellos aspectos que no se recogen en el

artículo 7 (prácticamente todos salvo los que eran transpuestos por otros ministerios por razón de sus competencias) y brevemente el plan nacional de acción 2014-2020.

Empezamos por el primero de ellos, como no podía ser de otra manera, y vamos a empezar con los tres pilares básicos de la política energética: competitividad, sostenibilidad medioambiental y seguridad de suministro.

Me parece importante, antes de abordar el tema de la transposición de la directiva, señalar que la eficiencia energética es el elemento, la medida de política energética que coadyuva a los tres pilares básicos. Si pensamos en cualquier otra medida de política energética tiene una componente más que la sostenibilidad medioambiental o prima más la seguridad de suministro, pero sin embargo la eficiencia energética ayudará conjuntamente a cada una de ellas y esta es una de las motivaciones principales por la que ha sido un objetivo básico de la Unión Europea, ya no solamente desde el año 2007 con el paquete 20-20-20 en el que se creó ese compromiso

Figura 1.

	
	ÍNDICE
1.	Antecedentes y contexto
2.	Tareas de transposición
3.	Sistema de obligaciones de ahorro
4.	Proyecto de RD de transposición
5.	Plan Nacional de Acción 2014-2020

Figura 2.


(que si bien era indicativo, no era vinculante) de llegar al 20% de reducción de la energía primaria en el año 2020. No fue hasta el año 2012 cuando se fraguó este compromiso en unas obligaciones vinculantes.

La figura 3 la he sacado de la Agencia Internacional de Energía, del Word Energy Outlook

2014, que presentaron en España el pasado viernes, aunque en las anteriores ediciones también se recogía. De alguna manera viene a decir que para nosotros la eficiencia energética es una apuesta y es una apuesta decidida y además la consideramos como inversión, como un gasto y de hecho algunas de las medidas en eficiencia energética dan

beneficios desde el primer momento. En el gráfico se ve, por ejemplo, que las eficiencias en el consumo final desde el primer momento tienen un coste marginal incluso negativo. Otra gran cuestión importante a reseñar dentro de ese libro de prospectiva World Energy Outlook es que si consideramos el conjunto de medidas que tiene que realizarse a nivel mundial de aquí al año 2050 para cumplir los compromisos del protocolo de Kioto de no subir en más de 2 °C la temperatura global del planeta, pues para que tengamos un orden de magnitud y ya entrando en materia de lo que supone la eficiencia energética frente a otras medidas de política energética, reseñar que el conjunto de todas las medidas relacionadas con las energías renovables supondría solamente un 25% de ese logro mientras que el conjunto de medidas relacionadas con la eficiencia energética, supondrían un 43%, que es el montante más grueso de todo el conjunto de medidas que establece. De ahí la importancia y la preponderancia y la novedad de esta apuesta decidida por la eficiencia energética.

Con la figura 4 quiero explicar lo siguiente, la gráfica verde de alguna manera lo que trata de mostrar es dónde estábamos en el año 2007 cuando se establecieron, en el Consejo Europeo de la primavera del año 2008, los objetivos 20-20-20 y a dónde queríamos llegar en el año 2020, con una reducción del consumo de energía primaria, ahí lo vemos, de 162,8 a 130,2 millones de toneladas equivalentes de petróleo. Si bien esta era la senda, nosotros para el 2010-2012, que son los años que se toman para la base del cálculo de la Directiva de Eficiencia Energética, ya habíamos reducido en un 22,5% este consumo. Es decir España, ya no solamente por la crisis sobrevenida, que eso lógicamente baja el consumo, sino también se notó incluso que estructuralmente a raíz de las políticas de eficiencia energética que se habían puesto en marcha en el año 2004 fruto de la E-4,

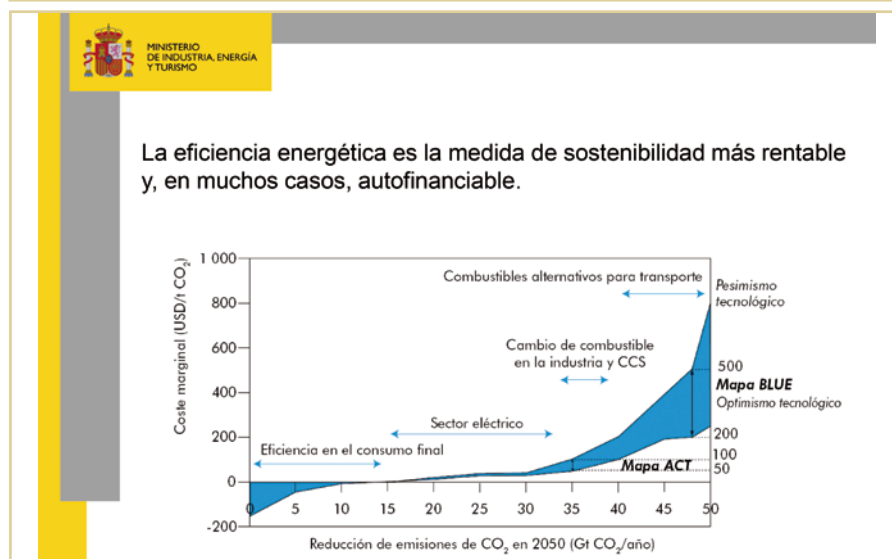
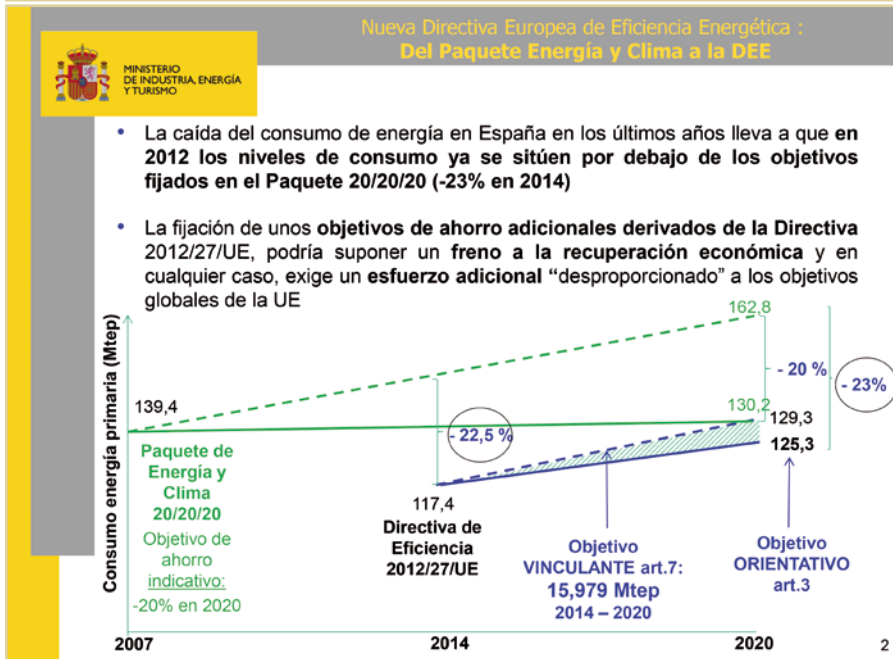
Figura 3.


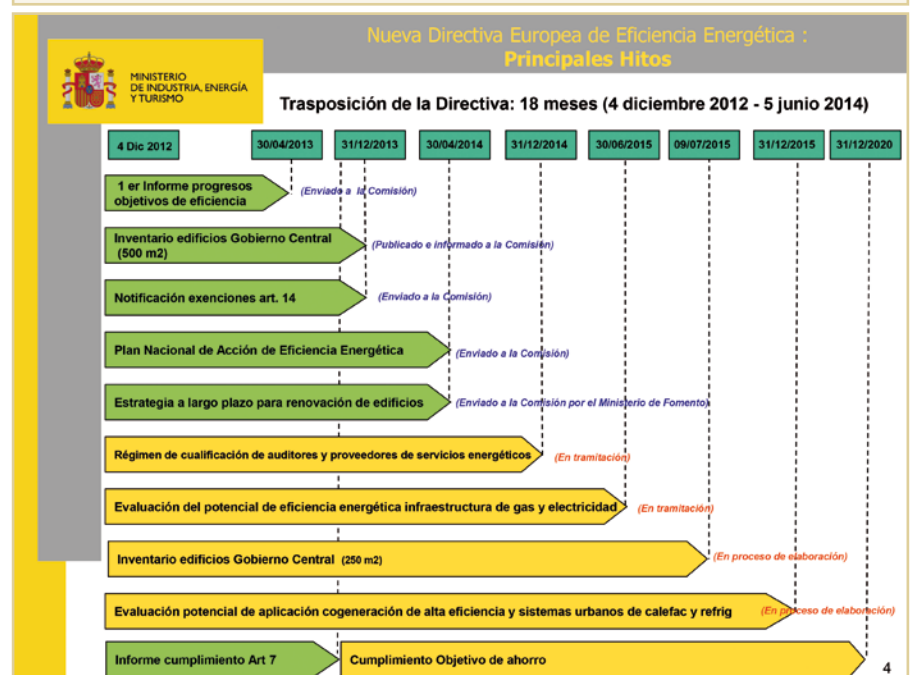
Figura 4.


se empezaba a notar un punto de inflexión en esta intensidad energética y por tanto ese descenso del 22,5% no era solamente coyuntural fruto de la crisis, sino que ya España había acometido una serie de medidas de eficiencia energética que la llevaban a situarse en un punto más bajo de la curva siendo ello una de las motivaciones por las que España votó en contra de esta directiva y sin embargo a nosotros nos empezaban a contabilizar desde ese punto, desde el período 2010-2012.

Desde ese período 2010-2012, tenemos que conseguir unos ahorros indicativos establecidos en el artículo 3 de la directiva. Ahí tenemos el objetivo orientativo que nos llevaría a una senda de 125,3 millones de toneladas equivalentes de petróleo en el año 2020 y un objetivo vinculante que viene a ser el área bajo esas dos curvas, que es lo que hay que cumplir con ayuda de todos los agentes del sector, con los objetos obligados del sistema, que son unas 16.000 kilo toneladas equivalentes de petróleo para ese período.

España votó en contra de esta directiva, ya no solamente por esta cuestión, sino porque también pensábamos que llevar objetivos

de ahorro energético solamente al 2020 penalizaba bastante a los sectores, como por ejemplo el de la edificación, cuyos periodos de maduración son mucho más largos. Entonces si solamente contemplamos los ahorros a 2020 nos estamos dejando una parte muy importante de una inversión que hay que acometer. Después de votar en contra salió por promedio "ponderado" en el seno del Consejo y lo hemos cumplido con esa serie de tareas de transposición. Hay que decir que solamente cuatro de los 28 Estados miembros han cumplido en tiempo y forma, y España a fecha de 5 de junio de este año pasado había cumplido todo, salvo la aprobación formal de ese real decreto de desarrollo de esta Directiva de Eficiencia Energética, si bien hay que decir que es la parte de la aprobación formal, porque incluso el informe de la CNMC llegó en mayo de este año, es decir que ahora ya estamos en idas y venidas entre las Secretarías Generales Técnicas de los distintos Ministerios, para después someterlo a informe del Consejo de Estado.

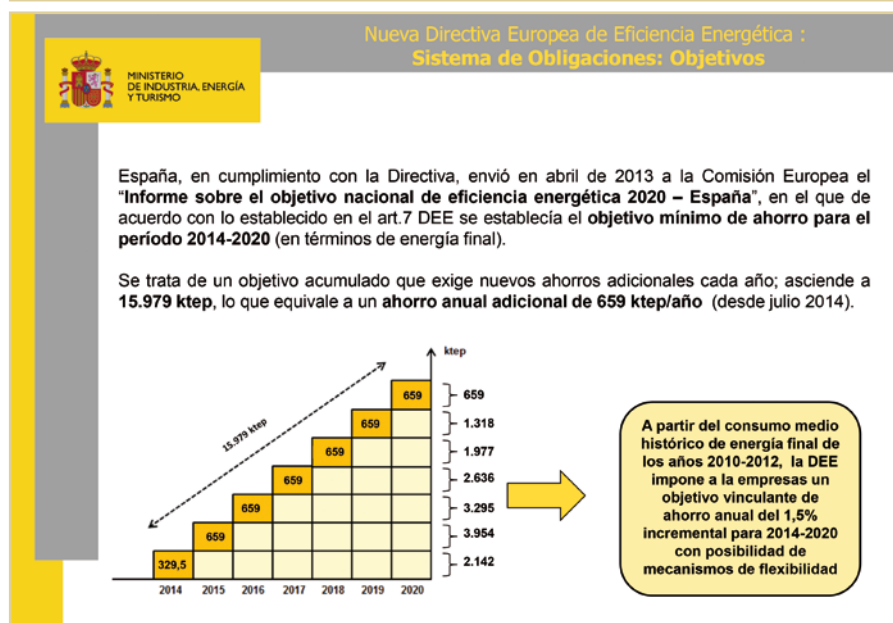
Figura 5.


En la figura 5 en verde están todos aquellos “hitos” que hemos ido cumpliendo, en amarillo los que nos quedan por cumplir. No quiere decirse que no hayamos cumplido sino que tienen fechas distintas, el calendario llega hasta el 31 de diciembre del año 2020 con distintos informes que hay que ir proveyendo.

En cuanto al sistema de obligaciones de ahorro, España en cumplimiento de la directiva envió en abril del año 2013 a la Comisión Europea el informe sobre nuestro objetivo de eficiencia energética en el año 2020. Aquí se establecía el objetivo mínimo de ahorro para este período 2014-2020 en términos de energía final. Se trata de un objetivo acumulado que hay que ir logrando a lo largo de todos estos años de unas 16.000 kilo toneladas equivalentes de petróleo y eso haciendo los cálculos año a año supone unos 571 kilotebs al año. Las medidas se irán manteniendo a lo largo de los años, es decir, los ahorros se siguen generando una vez puesta la medida de eficiencia energética, pensemos en una envolvente exterior por ejemplo de un edificio, cambio de ventanas, los ahorros que nosotros creamos en el año N los seguimos generando en el año N+1, N+2, N+3. De alguna manera las 16.000 kilo toneladas equivalentes de petróleo representan el área bajo la figura 7.

Para cumplir este objetivo vinculante se ha establecido un sistema de obligaciones. Así el Real Decreto Ley 8/2014 de julio de este año establecía en los artículos 69 a 75 una serie de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia. Es el Real Decreto Ley en el que también apareció todo el tema gasista y demás. En este Real Decreto Ley lo que se venía a establecer es que este objetivo de ahorro de las 16.000 kilo toneladas equivalentes de petróleo se va a dividir en las siguientes partes: primero consideramos que un 28% lo vamos a

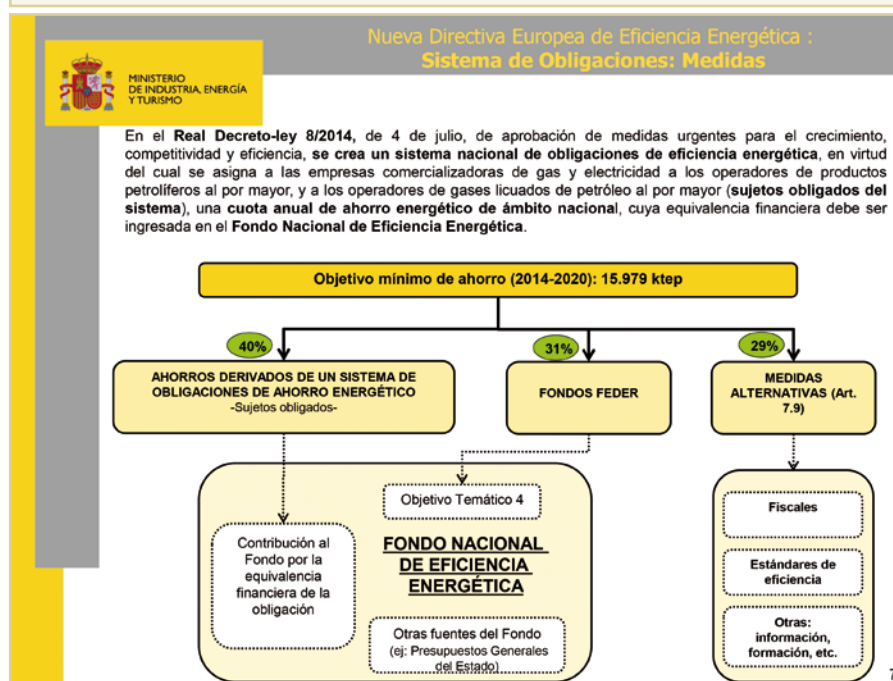
Figura 6.



cumplir mediante las medidas alternativas que establece la directiva en los artículos 7 y 9. Estas medidas son medidas fiscales, medidas de estándares de eficiencia, de in-

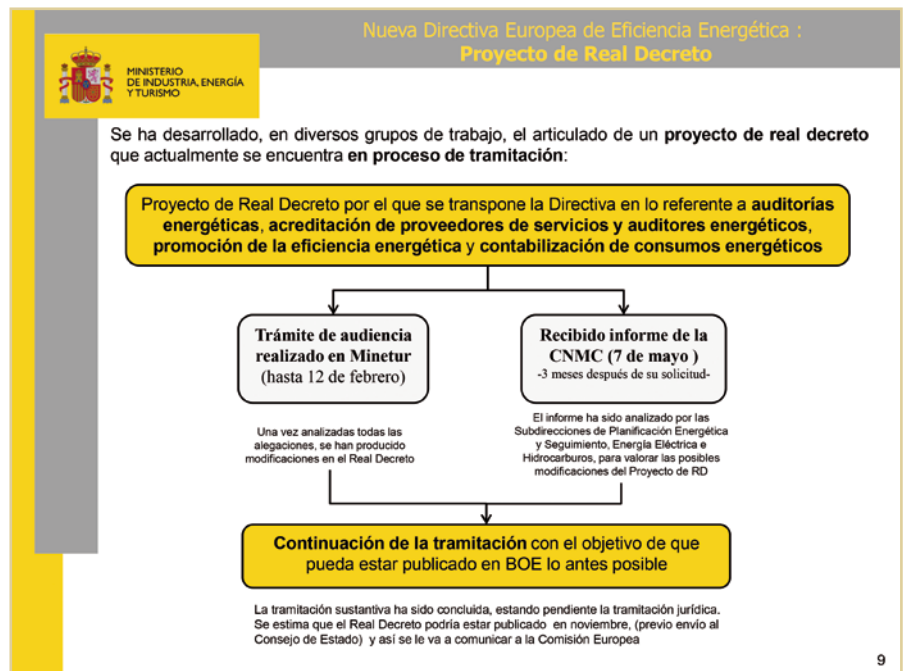
formación, de formación y todos los Estados miembros han hecho uso de esta posibilidad que da la directiva, la de los artículos 7 y 9 de medidas alternativas. Hay algunos países

Figura 7.



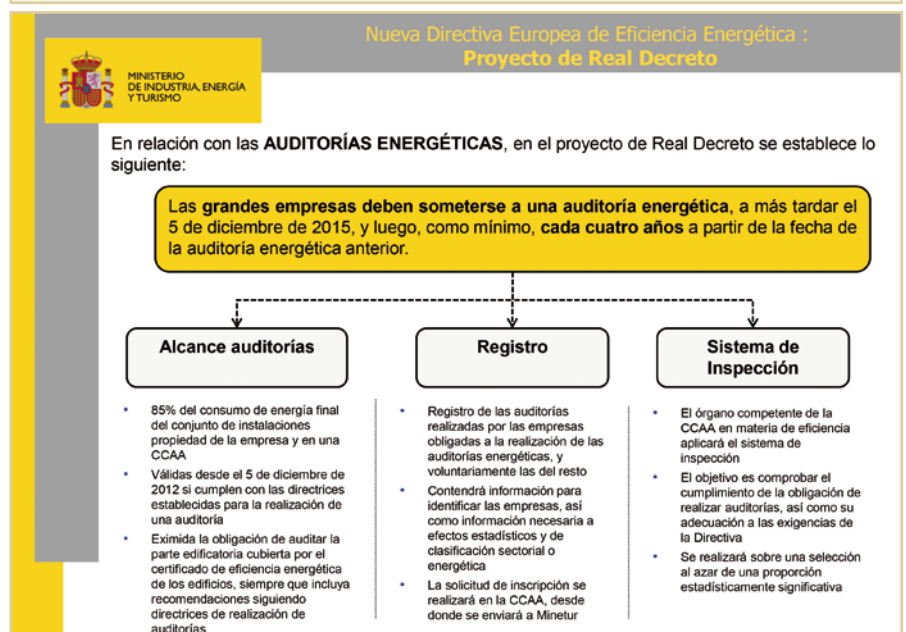
como Suecia, por ejemplo, que solamente con medidas alternativas ya cumple por su nivel de impuestos y demás, es decir que la forma de transponer la directiva varía mucho de un Estado miembro a otro. En España un 31% lo cubriremos con cofinanciación que nos va a venir del Feder. Dentro de los fondos Feder, en el Acuerdo de Asociación que hay ya firmado con la Comisión Europea por parte del Reino de España, en el objetivo temático 4 de una economía baja en carbono, hay unos 1.050 millones de euros destinados precisamente a labores de eficiencia energética en el tramo de la Administración General del Estado. También hay eficiencia energética para el tramo de las comunidades autónomas y también hay eficiencia energética para el tramo local. Aquí estamos computando la parte nacional y un 40% se cubriría con los ahorros derivados del sistema de obligaciones de ahorro energético, los sujetos obligados que aparecen en el anexo 12 de ese Real Decreto Ley 8/2014, que ya el 15 de octubre ha sido ley, la ley 18/2014. Uniremos y acompasaremos estas contribuciones al fondo de la equivalencia financiera de la obligación con esa posibilidad de cofinanciarlo con fondos Feder para apalancar aún más la inversión.

En cuanto al proyecto de real decreto de transposición, lo que no es artículo 7, es bastante descriptivo de lo que contiene dentro, el título es "Auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicio y auditores energéticos y promoción de la eficiencia energética y contabilización de los consumos energéticos". Ya digo, el trámite de audiencia fue realizada en febrero del año pasado y tres meses después, en mayo, se recibió el informe de la CNMC. Después todo han sido consultas a los distintos ministerios, la semana pasada de hecho ya nos llegó la última de las contribuciones, que era la del Ministro de Hacienda, hicimos las modificaciones pertinentes, se

Figura 8.


les ha devuelto para que comprobaran que efectivamente estaban incorporadas y está ya en trámites de envío al Consejo de Es-

tado, a informe del Consejo de Estado, es decir que si todo sigue su curso en enero seguramente podrá estar en el BOE.

Figura 9.


La primera parte de ese título largo de este Real Decreto es la que se refiere a auditorías energéticas. Las grandes empresas deben someterse a una auditoría energética cada cuatro años y a más tardar el 5 de diciembre de este próximo año 2015. El alcance de las auditorías llega hasta un 85% del consumo de energía final del conjunto de las instalaciones propiedad de una empresa y en una misma comunidad autónoma, hay una posibilidad de que el que tuviera una auditoría energética recién hecha y que cumpliera más o menos con las directrices de la directiva en esta materia, que le sirva esa auditoría durante un periodo transitorio y está eximida de la obligación de auditar parte de la parte edificatoria que está cubierta ya por un certificado de eficiencia energética. Estas auditorías deben registrarse en las comunidades autónomas y hay un sistema de inspección de las mismas sobre una selección al azar de una proporción estadísticamente significativa en las mismas.

En cuanto a la segunda gran componente de este Real Decreto, que es el sistema de cualificación, ésta se refiere a la cualificación de los auditores energéticos y de los proveedores de servicios energéticos. Los requisitos de los auditores son bien tener una titulación, o bien tener unos conocimientos teóricos y prácticos que estén debidamente acreditados.

En cuanto a los proveedores de servicios energéticos hay una serie de requisitos que se analizaron en varios grupos de trabajo. Estos proveedores de servicios energéticos tienen que realizar una declaración responsable publicándose al final un listado de todos ellos. Hay que decir que en todo este sistema de cualificación pensamos que hemos sido todo lo rigurosos y todo lo exigentes que nos permitía la directiva de servicios de la Unión Europea, porque pensamos que las auditorías no son solamente para pasar un trámite sin más, sino que realmente pensamos que esas audito-

Figura 10.



rias son el germen del que se nutren una serie de medidas que deben realizarse en los distintos sectores de la economía y que deben llevarse a cabo. Por eso realizar una

auditoría no consiste solamente en cumplir un papel, sino que tiene que estar convenientemente realizada por personal realmente cualificado y que sirva para algo.

Figura 11.

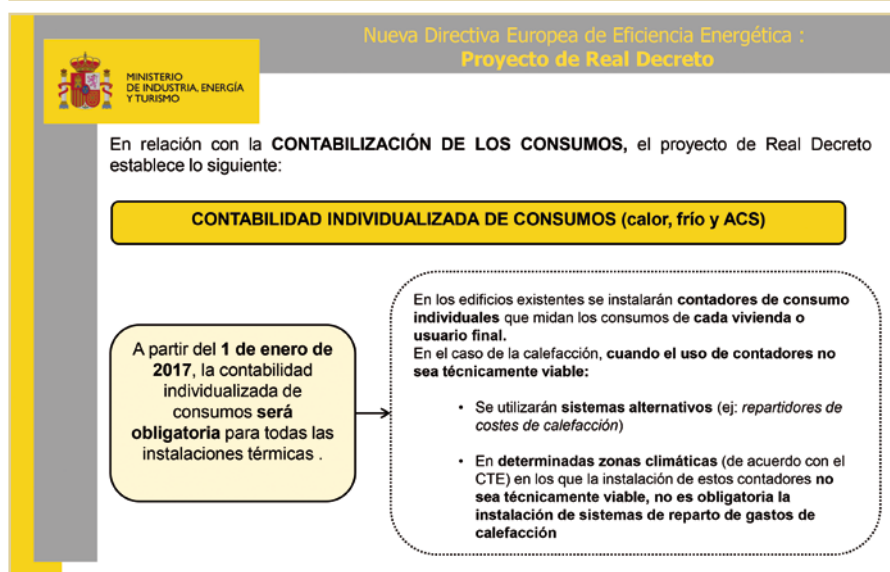
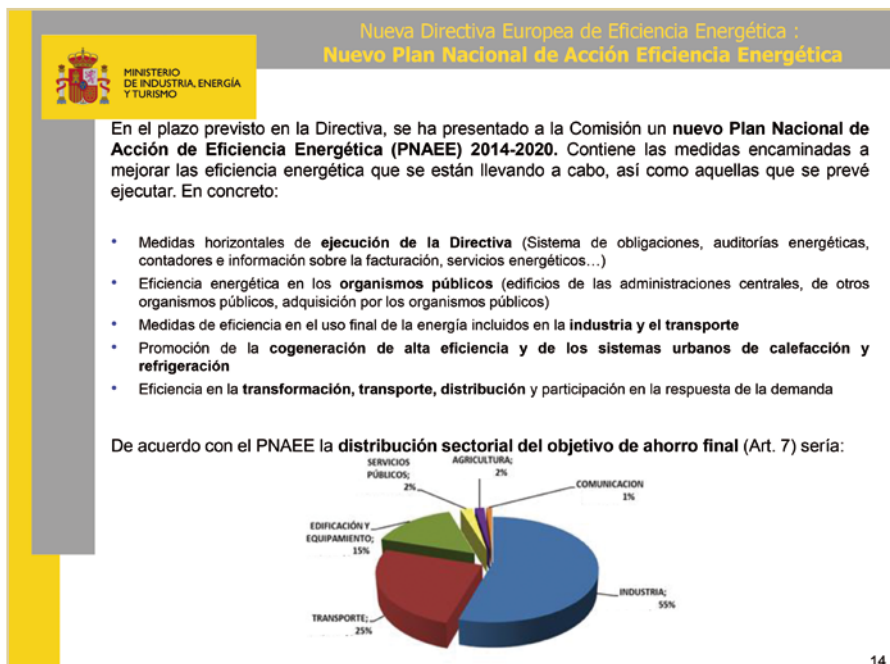


Figura 12.

En cuanto a la contabilidad individualizada de consumos, calor, frío y agua caliente sanitaria, aparte de la obligación que ya estaba establecida de la contabilización individualizada de electricidad y de gas, ésta se tendrá que hacer a partir del año 2017 y afecta ya no solamente a nuestras empresas sino a todos y cada uno de nosotros, incluso como

usuarios individuales en cada una de las casas. En los edificios se tienen que instalar estos contadores de consumo individuales, en cada vivienda si es posible y cuando no sea técnicamente viable hay que hacer uso de otros mecanismos, mecanismos que pueden ser sistemas alternativos como los repartidores de costes de calefacción, pero

estos tampoco son los únicos. En determinadas zonas climáticas donde no sea técnicamente viable, hay unas ciertas excepciones a las que se pueden acoger.

En cuanto al nuevo plan de acción 2014-2020 decir que se presentó a la Comisión Europea este año y contiene una serie de medidas encaminadas a mejorar la eficiencia energética, en concreto en esas áreas que están ahí dibujadas. En el gráfico, el 55% de las mismas van destinadas a la industria, un 25% al transporte y luego ya en menor medida a edificación, equipamiento, servicios públicos, agricultura, comunicación. El por qué de este esquema, bastante distinto del que se venía atendiendo en anteriores planes nacionales de acción de eficiencia energética y por el cual se prima bastante este sector industrial, es porque se considera que en él existe un mayor potencial de ahorro de aquí al año 2020. Sin embargo como ya anunciaba al principio, hay sectores que se ven penalizados puesto que el nivel de inversión para llegar a conseguir realmente un ahorro es mucho mayor, si esas determinadas medidas van a dar sus frutos durante un periodo de tiempo más largo. Este es el esquema que recogen. Y bien, por mi parte nada más, que tengan una fructífera jornada. Gracias por su atención. ■

Los Consumidores y la Reforma Eléctrica

Javier Arranz Lázaro

Experto en Energía de la Organización de Consumo y Usuarios (OCU)

Los consumidores hemos sido y seguimos siendo los grandes olvidados del sector energético. Tan sólo cuando se pretende alabar o justificar los procesos de liberalización del sector es recurrente la mención a los consumidores como los beneficiarios directos de este proceso. Y nada más lejos de la realidad. Los procesos de liberalización de la energía y en concreto del sector eléctrico se han olvidado sistemáticamente de los consumidores.

Las propias directivas europeas que han guiado este proceso son un buen indicador de ello. Así la Directiva 96/92/CE sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad hace tan sólo 5 menciones del término consumidor, que suben hasta 11 menciones en la posterior Directiva 2003/54/CE.

Hay que esperar 13 años, para que el tercer paquete Energético y en concreto a la Directiva 2009/72/CE de 13 de julio de 2009, ponga en el punto de mira a los consumidores. Más de 50 menciones, y sobre todo un ampliado Anexo de Medidas de Protección al Consumidor son buen indicador de este cambio.

La normativa nacional no ha sido ajena a esta evolución. Así, si la Ley 54/1997 del

Sector Eléctrico contaba 61 menciones al término consumidores, la reciente Ley 24/2013 del Sector eléctrico acumula 164 menciones. ¿Estamos por lo tanto ante una norma claramente pro consumerista que fija definitivamente derechos y obligaciones del consumidor eléctrico? La respuesta no puede ser positiva. Para la Organización de Consumidores y Usuarios (OCU) que aquí represento, esta norma cuenta con luces y sombras ya que en muchos casos se fijan sólo principios que están todavía lejos de concretarse en resultados efectivos para el consumidor.

Su nacimiento ya hace dudar de su vocación consumerista. Fue enviada durante el verano de 2013 por trámite de audiencia urgente a las asociaciones de consumidores y usuarios representados a través del CCU. Sin tiempo material para poder realizar aportaciones, los consumidores no tuvieron oportunidad de participar en su elaboración.

La nueva Ley del Sector Eléctrico debía solventar entre otros, dos problemas que atañen directamente al consumidor. El primero la ya mencionada incorporación de forma correcta de las medidas de protección al consumidor

según marca la vigente directiva europea, la segunda, igualmente importante la armonización de una normativa desfasada y desperdigada en distintas normas que regulase correctamente la relación entre consumidores, comercializadoras y distribuidoras.

El resultado deja un sabor agri dulce ya que si bien apunta un amplio catálogo de incorporaciones para resolver uno y otro problema, la mayor parte de ellas carecen de concreción y quedan pendientes de un posterior desarrollo reglamentario. El Proyecto de Real Decreto, también conocido durante el verano de 2013, por el que se regula la actividad de comercialización y las condiciones de contratación y suministro de energía eléctrica, debería de haber dado respuesta a muchos de esos detalles propuestos para su posterior desarrollo reglamentario, pero la realidad es que cuando falta poco para finalizar el primer año de vida de la nueva Ley del Sector Eléctrico ese real decreto todavía no ha visto la luz.

Consumidores vulnerables

Esta indefinición es evidente en un colectivo sensible como es el de los consumidores vulnerables. La norma renuncia a asociar el

concepto de consumidor vulnerable al de pobreza energética o profundizar en aspectos como la prohibición de desconexión del suministro a dichos clientes en periodos críticos (invierno por ejemplo) que la propia Directiva europea recoge como posibilidades en su artículo 7.

La Ley 24/2013 del Sector Eléctrico establece que serán considerados como consumidores vulnerables los consumidores de electricidad que cumplan con las características sociales, de consumo y poder adquisitivo que se determinen y posteriormente aclara que se establecerá un umbral referenciado a un indicador de renta per cápita familiar. Podría pensarse que el posterior desarrollo reglamentario avanzará en ese concepto, pero no parece que sean esas las intenciones del Gobierno. El proyecto de Real Decreto anteriormente citado permite comprobar que ese umbral de renta será un criterio limitativo para los actuales beneficiarios del bono social. Es decir seguirían sin contar con el bono social aquellos hogares en situación precaria que no cumplan con el requisito de que todos los miembros de la unidad familiar estén en paro o que no sean mayores de 60 años con pensiones mínimas. No habría nuevos beneficiarios del bono social por un criterio de renta, pero sí se reduciría los actuales por este criterio. Justo el efecto contrario al deseado.

Con la nueva ley, el bono social pasa de congelar las tarifas de junio de 2009, a un descuento del 25% sobre el precio voluntario al pequeño consumidor (PVPC) aplicable en cada momento. Esta medida introduce un elemento de riesgo para los beneficiarios ya que el PVPC en determinados perfiles de consumos no es una tarifa competitiva por lo que la ventaja del descuento quedaría difuminada.

Otras ventajas de la consideración de consumidor vulnerable podrían venir de la mano

del artículo 43.1 que señala que se deberían recoger en las condiciones contractuales especiales para aquellos consumidores que por sus características de consumo o condiciones de suministro requieran un tratamiento contractual específico. Sin embargo ni se precisan las medidas a acometer, ni quiénes serán los beneficiarios de ese colectivo de consumidores: ¿personas con rentas bajas?, ¿personas mayores con dificultades para comprender la compleja normativa?, ¿personas con determinadas discapacidades?.

Consumidores, comercializadoras y distribuidoras

En cuanto a las relaciones entre consumidores y comercializadoras sí se fijan cuestiones como los derechos y obligaciones de los consumidores. Pese a la ausencia inicial, la versión definitiva de la ley también incorpora el contenido mínimo que deberán tener los contratos tal y como expresamente recogía la Directiva. Entre esos contenidos deben incluirse los plazos de conexión inicial, así como las condiciones sobre la duración del contrato, su renovación, las causas de rescisión o renovación de los contratos o el nivel de calidad mínimo exigible con las repercusiones en la facturación que correspondan.

Todo ello sólo tendrá sentido si como recoge la norma, las condiciones contractuales se dan a conocer antes de la celebración del contrato y utilizando para ellos un lenguaje claro y comprensible. Algo no siempre evidente. A modo de ejemplo, tan sólo es necesario acudir a la contratación *online* del servicio en algunas comercializadoras para comprobar que se exige información personal para iniciar el alta sin tener todavía acceso a la información contractual. Es necesario que la CNMC vele por su cumplimiento y para ello hubiera sido deseable que la nor-

ma recogiera la obligación de que los contratos dirigidos a consumidores tuvieran que ser comunicados expresamente a la CNMC y al Consejo de Consumidores y Usuarios (CCU) para su puesta en conocimiento y control previo tal y como ocurre ahora en el sector de las Telecomunicaciones.

Es positivo que se recoja expresamente en la ley que cuando el consumidor haya contratado el peaje de acceso a través del comercializadora, el distribuidor no pueda en ningún caso reclamar el peaje de acceso directamente al consumidor, por ejemplo en caso de impago por parte de la comercializadora. Esta cuestión es crucial para la protección del consumidor ante la creciente (y deseable) aparición de nuevas comercializadoras que buscan su hueco en el mercado y en el que sin duda se producirán tarde o temprano quiebras cuando no fraudes directamente si no hay una supervisión eficaz y adecuada.

Hay que destacar que entre los derechos de los consumidores, figure en letra m del artículo 44.1 el derecho del consumidor a tener a su disposición sus datos de consumo y a poder dar acceso a terceros y todo ello sin coste. Se echa de menos no obstante una mayor concreción del tipo de datos que podrá tener a su disposición. En concreto, los proporcionados por contadores inteligentes. Especialmente tras la nueva formulación del precio voluntario al pequeño consumidor pues registran, almacenan y comunican una cantidad ingente de información sobre el consumo y potencia requerida en cada momento. Esta información es indispensable para que el consumidor pueda gestionar correctamente su suministro y tome las decisiones adecuadas en cada momento. Es por ello necesario asegurar que el consumidor pueda tener un acceso a sus datos históricos de consumo con todo el detalle que el conta-

dor registre, garantizando además el acceso a esa información in situ para poder actuar de forma inmediata. No olvidemos que todas las comercializadoras tienen ya acceso a esta información de todos los clientes por lo que establecer los mecanismos para que se garantice al consumidor su acceso es algo básico y bastante sencillo.

Resulta contradictorio el contraste entre la ambigüedad de la redacción en muchos de los apartados con las excesivas precisiones en otros, como la de fijar en 21 días el plazo máximo para el cambio de suministrador. Precisión nada afortunada por cierto. A estas alturas, plantear como objetivo un plazo de 21 días para una gestión puramente administrativa es cuando menos descorazonador, sobre todo si miramos a sectores equivalentes (respecto a las gestiones a realizar) como el de la telefonía móvil donde el plazo es de 24 horas.

Otro tema sensible es la regulación del corte de suministro. La Ley 24/2013 mantiene que las comercializadoras de referencia que ofrecen el precio voluntario para el pequeño consumidor necesiten un plazo de dos meses desde que han reclamado fehacientemente el pago para suspender el suministro. Y además no podrán interrumpirlo definitivamente hasta los cuatro meses. Sin embargo los contratos en el mercado libre no cuentan con ningún tipo de regulación, ni en cuanto a la forma en que se comunica ese requerimiento del pago ni respecto al plazo facilitado para el pago. Así es posible encontrar en la actualidad contratos dirigidos a consumidores domésticos en los que el plazo se reduce hasta sólo 5 días y que podrían suponer no sólo la suspensión sino también la interrupción del contrato. Es necesaria una mayor protección en este sentido, sobre todo en momentos de crisis como el actual. Un reciente estudio de OCU señalaba que el 22% de los consumidores

tenía dificultades puntuales para pagar sus recibos de electricidad, de forma que muchos consumidores pueden ver cómo su comercializadora les interrumpe el suministro con una dudosa comunicación y un plazo tan breve que es casi imposible actuar.

Igualmente esa regulación se debería haber hecho extensible a la distribuidora como responsable final de la suspensión e interrupción del suministro exigiendo la comunicación previa de cualquier actuación en el suministro del cliente incluida su suspensión o interrupción. Aunque no es de extrañar esta ausencia ya que a lo largo de la ley, la figura del distribuidor se diluye en su relación con el consumidor pese a que éste cuenta con un contrato de acceso normalmente formalizado utilizando como representante a su comercializadora.

Nuevo canal de reclamaciones

El artículo 43 aborda la cuestión relativa a las reclamaciones abriendo una línea conflictiva aunque ya existente en el sector de las telecomunicaciones. Se trata de un nuevo canal de reclamaciones a través del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. Este canal está igualmente pendiente de desarrollo aunque inicialmente se configura como alternativa cuando las entidades no se sometan a canales de reclamación como sistemas arbitrales o no resulten competentes. La novedad de este canal de reclamación es que plantea su capacidad para ordenar devolución de importes indebidamente facturados así como para disponer de cuantas medidas tiendan a restituir al interesado en sus derechos e intereses legítimos, incluyendo la posibilidad de reembolso y compensación por los gastos y perjuicios que se hubiesen podido generar.

No obstante el lanzamiento de este canal de reclamación está en el aire al contar ya

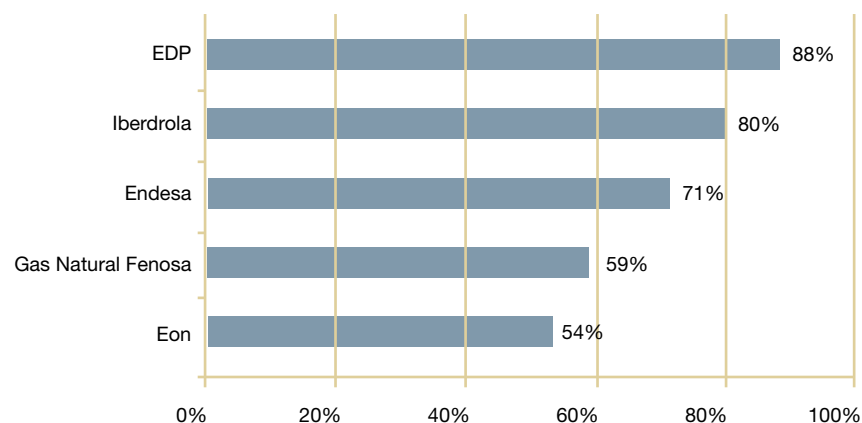
con al menos un recurso de inconstitucionalidad planteado por el Parlamento de Cataluña. En cualquier caso desde OCU se valora muy positivamente la existencia de un canal centralizado de reclamación. Su efectividad podría ser elevada al contar con mayor especialización que otras administraciones y dotaría, aunque no está así establecido por el momento, de una mayor transparencia a las reclamaciones recibidas identificando tanto la tipología de las reclamaciones más frecuentes, como a las compañías con mayor número de reclamaciones y su evolución en el tiempo.

Ausencia de medidas de fomento de la competencia

El Preámbulo de la Ley 24/2013 dibuja un panorama muy positivo de la liberalización. De hecho recoge expresamente que *el proceso de liberalización se ha desarrollado incluso más rápido que lo exigido por las Directivas europeas, permitiendo a los consumidores la capacidad de elección del suministrador*.

No hay elementos críticos respecto a ese proceso que incentiven medidas de fomento de la competencia. Tampoco parece haberlas desde la CNMC cuando en sus informes sobre el mercado minorista analiza la concentración de los clientes en torno a las compañías pertenecientes al mismo grupo que realiza la distribución y se refiere a este fenómeno con el término de “fidelización”. Sería deseable que la fusión de las antiguas CNE y CNC ayude a profundizar más en conceptos como concentración, oligopolio, etc. que es lo que evidencian datos como que el 70% de los clientes en el mercado libre permanecen con la misma compañía que realiza la distribución o el dato todavía más alarmante que los informes de la CNMC no publican: aproximadamente el 90% del total de los clientes (incluidos los

Gráfico. El 70% de los clientes domésticos en el mercado libre permanece con una comercializadora de su grupo de distribución.



Fuente: Informe de supervisión del Mercado Minorista de Electricidad. CNMC Diciembre de 2013

que permanecen en el mercado regulado) mantienen su contrato con una comercializadora del mismo grupo que le distribuye.

Tras más de 10 años de liberalización, las tres grandes comercializadoras de electricidad integradas verticalmente en el negocio de generación y distribución siguen conservando una elevadísima cuota de mercado. Ante esto, la única medida que se propone para profundizar en esa liberalización que el sector repite como un mantra es la eliminación de la tarifa regulada, ahora PVPC.

Sin un análisis más crítico de la situación es imposible que se lancen nuevas propuestas que busquen facilitar la competencia con nuevos operadores que no cuentan con las sinergias de la integración vertical en el negocio. Un análisis y cuantificación de la ventaja competitiva con la cuentan las comercializadoras tradicionales ya sea por su integración vertical o por su heredada cuota de mercado, podría dar lugar a propuestas más valientes que pusieran en el punto de mira una mayor competencia, por ejemplo con tarifas

de acceso diferentes según comercializadora o la asunción de los costes del bono social sólo por estas grandes comercializadoras con un peso significativo en el mercado. Es evidente que el mercado eléctrico es muy diferente al de las telecomunicaciones, pero muchos de los análisis y medidas realizados para este sector con el objetivo de fomentar la competencia pueden ser trasladables al mercado eléctrico con el objetivo de fomentar la competencia.

En este mismo contexto hay que interpretar la relajación que existe en un aspecto clave como es el de la separación de actividades en las distintas fases de la cadena de suministro. El artículo 12.3 de la Ley 24/2013, exige que "las empresas distribuidoras y las empresas comercializadoras de referencia que formen parte de un grupo de sociedades que desarrolle actividades reguladas y libres en los términos previstos en la presente ley, no crearán confusión en su información y en la presentación de su marca e imagen de marca respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que

realicen actividades de comercialización". Esta norma con un texto muy similar estaba ya presente en la Ley del Sector Eléctrico tras su revisión por el RDL 13/2012. Por ello sorprende todavía más que todavía no se haya traducido en sanciones o al menos en advertencias por su incumplimiento.

La mayoría de las comercializadoras en el mercado libre siguen alimentando esa confusión aprovechando la sinergia de la marca del grupo, pese a que se trate de empresas jurídicamente diferentes. La constatación es sencilla a través de su web. Todas las comercializadoras de referencia de electricidad (la experiencia en el sector del gas es idéntica) ofrecen información sobre su actividad como comercializadoras de referencia y como comercializadoras en el mercado libre utilizando la misma web y en ocasiones el mismo teléfono de atención al cliente. Una simple navegación por ello permite comprobar como no existe separación en la forma de presentar las actividades de ambas empresas. Si los consumidores ya tienen dificultades para comprender quién es quién este mercado eléctrico lo último que necesitan es que se alimente aún más esta confusión. Fruto de ella se comprende que estudios realizados por OCU cifren en un 25% de los clientes sea incapaz de saber si tiene contrato con una comercializadora de referencia o con una comercializadora en el mercado libre.

La comercializadoras de referencia y su homóloga en el mercado libre comparten siempre la marca, su web y en ocasiones hasta el teléfono de atención al cliente.

La renuncia a fomentar la competencia afecta también a la fuerte penalización que sufren los consumidores que además quieren producir su propia energía. El autoconsumo, sobre el cuál muchos consumidores o mejor dicho prosumidores habían puesto

ENDESA ENERGIA	800760909	www.endesaonline.com
ENDESA ENERGÍA XXI, S.L.U.	800760333	www.endesaonline.com
HIDROCANTABRICO ENERGIA, S.A.U.	900907000	www.edpenergia.es
EDP COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO, S.A.	900902947	www.edpenergia.es
E.ON ENERGIA, S.L.	900118866	www.eon-espana.com
E.ON COMERCIALIZADORA DE ÚLTIMO RECURSO, S.L.	900118866	www.eon-espana.com
IBERDROLA COMERCIALIZACIÓN DE ÚLTIMO RECURSO, S.A.U.	900225235	www.iberdrola.es
IBERDROLA CLIENTES, S.A.U.	900225235	www.iberdrola.es/clientes
GAS NATURAL S.U.R. SDG	900100259	www.gasnaturalfenosa.es
GAS NATURAL SDG	900100251	www.gasnaturalfenosa.com

Fuente: Extracto del listado de comercializadores de Energía Eléctrica ofrecido por la CNMC

sus esperanzas como fórmula para hacer un consumo más eficiente de la electricidad se quedan sin contenido con la regulación que apunta el artículo 9 de la Ley 24/2014 y sobre todo la que se concreta en el borrador del real decreto que debería regular su funcionamiento y que todavía no ha sido publicado. Ese real decreto incluía varias medidas que echaban por tierra el futuro del autoconsumo con balance cero al exigir un peaje de respaldo por el consumo que el usuario realiza de la energía que él mismo ha producido. Igualmente nociva es la regulación que no permite en un país como el nuestro, que entidades jurídicas como las comunidades de vecinos pudieran beneficiarse del autoconsumo con balance cero o no permitir la combinación de instalaciones con diferentes fuentes de energía renovable. No olvidemos que este tipo de instalaciones ya habían sido perjudicadas cuando se modificó la estructura de los peajes de acceso haciendo que se incrementara casi en un 100% el término fijo a cambio de reducir el peaje por el consumo. Con esta modificación aquellas instalaciones que tengan un alto nivel de autoconsumo segui-

rán contribuyendo de forma importante al coste de los peajes aunque su consumo de energía proveniente de la red sea mínimo. Si además se les aplica el peaje de respaldo se convertirán en instalaciones inviables en su mayoría.

Servicio de atención telefónico gratuito

La falta de concreción de algunos aspectos en lo que a protección de los consumidores se refiere contrasta luego con la positiva inclusión de otros aspectos por ejemplo la obligación expresa impuesta a las comercializadoras para que cuenten con un servicio de atención telefónico gratuito destinado a la atención de quejas, reclamaciones e incidencias así como solicitudes de información sobre los aspectos relativos a la contratación y suministro.

La redacción es muy similar a la que ya recogía la Ley del Sector Eléctrico tras su revisión con el RDL 13/2012 de 30 marzo, sin embargo, el espíritu y en ocasiones la letra de esta norma fue incumplida por

la mayoría de las compañías que sí contaban con esa numeración gratuita pero no informaban de ella en sus comunicaciones o páginas web. En la práctica esa numeración gratuita no existía y los clientes debían seguir utilizando la habitual numeración 902 tanto para contratar un nuevo servicio como para plantear cualquier tipo de queja o solicitar información sobre el suministro.

La actual norma añade toda la precisión necesaria para evitar lo que no dejaba de ser una burla al espíritu de la norma ya existente. Así prohíbe desviar llamadas realizadas al número gratuito hacia otra numeración (voz, mensajes...) que implique coste, ni podrá, el servicio de atención al consumidor en ningún caso proporcionar ingresos adicionales a la empresa a costa del consumidor (lo cual dejaría en una dudosa posición la utilización de numeración 902), y por si hubiera alguna duda, si las empresas deciden utilizar numeración de tarificación compartida como son los 901 para facilitar información general, deberán publicitar en el mismo espacio y con letras idénticas en tamaño y forma la numeración geográfica equivalente.

El resultado ha sido efectivo. Todas las compañías utilizan y publicitan ya exclusivamente su numeración gratuita para los servicios de atención al cliente y los consumidores al menos pueden plantear sus no pocas quejas y reclamaciones sin pensar que encima su compañía se enriquece con ello.

Precio Voluntario al Pequeño Consumidor

La Reforma Eléctrica contaba con pasar de puntillas por el tema de la tarifa regulada. Pensaba el Gobierno que un cambio de denominación, su fijación nuevamente como un precio máximo y no un precio fijo, su desvinculación del concepto de consumidor vulnerable y la apertura a nuevas

comercializadoras que desearan poder ofrecer este tipo de suministro podrían ser suficientes para salvar los obstáculos que desde Europa llegaban a la tarifa regulada. Y por si no fuera así, como sus beneficiarios no quedan fijados por ley, con modificar los criterios actuales (clientes con potencia contratada de hasta 10 kW) con una norma de rango inferior sería suficiente para dejar en papel mojado el PVPC y eliminarla por la vía de los hechos.

La realidad se ha mostrado bien distinta. El PVPC ha sido el protagonista involuntario de esta reforma eléctrica. Todo cambió tras la conocida 24ª subasta CESUR anulada por parte del Ministerio y que debería haber fijado el precio del PVPC para el primer trimestre del 2014. Se improvisó una solución temporal (congelar la tarifa TUR vigente hasta ese momento) mientras se desarrollaba la metodología para fijar un PVPC alternativo. El resultado se plasmó en el RD 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación.

Desde el 1 de abril, casi 16 millones de suministros se realizan con el PVPC a través de una comercializadora de referencia. Su anuncio a bombo y platillo prometía importantes reducciones de precio justificadas por la eliminación de la prima que aumentaba la tarifa resultante de la subasta CESUR ya que al aplicar el precio horario de la luz en el mercado mayorista, se elimina el coste de aseguramiento de un determinado precio.

Además introducía un segundo elemento: a cada consumidor sujeto a PVPC se le aplicará a su consumo real, hora a hora, el precio que resulte del mercado mayorista para cada tramo horario. En la práctica, de

un día para otro, 16 millones de clientes pasaban a tener tarifa con discriminación horaria. Con la particularidad de que en vez de tener dos tramos horarios (punta y valle) contaría con 8760 tramos, tantos como horas tiene un año. Con esta metodología, el consumidor en teoría contará con una herramienta de ahorro adicional al poder trasladar sus consumos de las horas más caras a las más baratas.

La teoría indica que debería ser así, la realidad es algo más compleja. Y esa complejidad es precisamente la debilidad de esta tarifa, que en opinión de OCU debería estar destinada para consumidores muy bien informados, por no decir especialistas y no para la generalidad de clientes, 16 millones de hogares, muchos de los cuales se verán perjudicados por esta nueva tarifa sin que vayan a ser conscientes de ello y por lo tanto con serias dificultades para encontrar una alternativa más favorable a sus intereses.

Analizando en detalle esta cuestión, la primera desventaja y quizás la más importante para el consumidor es que pierde la referencia de una tarifa oficial conocida. Aunque el mercado está liberalizado y para muchos clientes el precio de su electricidad es el que han “pactado” con su comercializadora en el mercado libre, la realidad es que la referencia para todo el sector era la tarifa que trimestralmente aparecía publicada en el BOE. Poco importaba que esta tarifa afectara tan sólo a los clientes acogidos la tarifa regulada, ya que en la práctica su influencia se ampliaba a todo el mercado eléctrico. La inmensa mayoría de las tarifas en el mercado libre se indexaban a esa tarifa regulada (subiendo o bajando en igual medida) o al menos servían de referencia al publicitarse los descuentos sobre la tarifa regulada.

Las comercializadoras en el mercado libre se verán beneficiadas en este nuevo con-

texto ya que su principal competidor se desvanece. Pasan de competir con una tarifa ajustada y difícil de mejorar, a hacerlo con una “filosofía” de tarifa (los precios variables del PVPC) que no se concreta en un precio con el que poder ser comparados a priori. La posibilidad de ampliar márgenes para ellas se incrementan.

Esta ventaja para las comercializadoras, se convierte en desventaja para el consumidor ya que al desvanecerse esa tarifa fija, el consumidor pierde una sólida referencia con la que comparar si una tarifa es interesante o no.

Para el Gobierno también existe una clara ventaja con esta tarifa: que es la de echarse a un lado. El Gobierno deja de exponerse trimestralmente con la publicación de unas tarifas de electricidad normalmente crecientes que provocaba una fuerte contestación por parte de los consumidores, que a su vez son votantes. Precisamente esa misma exposición del Gobierno era la motivación fundamental por la que el Ministerio anulaba la última subasta CESUR ante la injusticia del precio que allí se fijó. La misma presión que ha motivado la búsqueda de alternativas para reducir el déficit de tarifa ante el continuo incremento de la tarifa.

Nuevamente esta ventaja para el Gobierno es sin duda una clara desventaja para los consumidores que ahora no contarán con ese filtro y pasarán a estar expuestos directamente a las tarifas del mercado pero ahora sin intermediarios que tengan herramientas para cuestionarlas si se producen situaciones anómalas como las vividas en los últimos meses.

Pero ahora la pregunta importante para el consumidor es: ¿me quedo con el PVPC u opto por una tarifa en el mercado libre? Desde OCU nos hemos negado a dar una res-

puesta definitiva en un sentido u otro ya que la bondad de esta tarifa dependerá de la distribución de los consumidos de cada hogar.

Es evidente que al fijar en 4€ por kW contratado el margen máximo que las comercializadoras de referencia podrán aplicar a los clientes con PVPC hace de ella una tarifa muy competitiva. De hecho ninguna de las grandes comercializadoras ha tratado de competir directamente con esta tarifa. Tan sólo algunas pequeñas comercializadoras las mantienen pero con márgenes superiores. No obstante este margen sobre PVPC puede ser modificado ya que la CNMC ha recibido el encargo de valorar el margen que se debe aplicar a esta actividad de comercialización con un análisis de los costes. Una simple Orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo sería suficiente para modificar este margen y por lo tanto variar mucho las valoraciones en torno a la bondad de esta tarifa.

Sin embargo la variabilidad de las tarifas añade un importante factor de riesgo al consumidor que le afecta en varios niveles:

- Los hogares con economías más ajustadas, entre ellos los beneficiarios del bono social, sufrirán con las fuertes variaciones de precios que se pueden producir. De poco sirve el argumento de que tras unos meses caros pueden venir unos meses con un precio de la energía barata que lo compense si durante esos meses caros se han puesto en riesgo la capacidad de algunos hogares para afrontar el pago de esa factura.
- Hogares con consumos irregulares. Existe un colectivo como es el de los hogares con un uso intenso de la electricidad por ejemplo en invierno por la calefacción eléctrica, que pueden verse perjudicados con esta tarifa. Tradicionalmente los me-

ses de invierno y los de verano, suelen ser meses con tarifas de electricidad elevadas. Si esos mismos meses, clientes como los que cuentan tarifa con discriminación horaria por tener acumuladores nocturnos, concentran la mayor parte de ese consumo, es muy probable que su mejor opción pase por salir al mercado libre y contratar una oferta que le ofrezca una tarifa estable durante todo el año. Eso sí, si es cliente con discriminación horaria tendrá que buscar y sobre todo comparar un poco más de lo normal ya que estos clientes tienen importantes dificultades para localizar buenas ofertas en el mercado.

- Hogares con consumos concentrados en horas punta. Todavía está pendiente la facturación del consumo eléctrico a partir de nuestro consumo horario real. Los últimos datos indican que a partir del 1 de abril del 2015 es posible que aquellos que tengan un nuevo contador con telegestión contarán ya con sus lecturas horarias, pero para la mayoría tardarán en llegar ya que la plena instalación de contadores no finalizará hasta el año 2018. Es probable que el Ministerio opte por que sea el consumidor el que tome esa decisión hasta 2018. Por el momento la facturación se realiza a partir de unos perfiles medios en los que poco importa el horario en el que se consume la electricidad, sin embargo en el momento que la lectura sea ya individualizada el patrón de consumo será definitivo a la hora de valorar si el nuevo PVPC es interesante o no para cada hogar. La curva de consumo indica que habitualmente son periodos caros el horario que transcurre aproximadamente desde las 10 a las 14 horas y ya por la tarde desde las 19 o 20 horas hasta las 22 horas de la noche. Hogares que utilicen estos horarios para concentrar la mayor parte de los consumos se verán igualmente penalizados por esta tarifa va-

riable y deberán buscar otras alternativas si no son capaces de modificar sus hábitos cotidianos.

Por lo tanto, la tarifa PVPC es una tarifa competitiva, con importantes probabilidades de obtener un ahorro al final del año, pero que cuya exposición a las variaciones de precios hace que determinados colectivos se vean obligados a buscar otras alternativas más interesantes para ellos.

El propio Gobierno era consciente de los problemas que podría provocar esta tarifa variable entre los consumidores y por ello obligó a que las comercializadoras de referencia tuvieran que ofertar una alternativa en forma de precio fijo durante todo el año. Sobre el papel se trata de una opción interesante pero dado el nulo interés de las comercializadoras de referencia por ganar clientes en este mercado "regulado" todas han optado por ofrecer tarifas elevadas y mover a estos clientes hacia sus comercializadores en el mercado libre donde tienen total libertad para imponer sus tarifas o la contratación de servicios adicionales y con ello aumentar la "rentabilidad" del cliente.

Transparencia en los precios

La mención al precio alternativo fijo nos da pie para abordar una última cuestión que es la de la transparencia de los precios. Una de las evidencias de este sector es que los consumidores tienen grandes dificultades para conocer, comprender y por lo tanto para comparar las tarifas que se le ofrecen.

La complejidad parte de su estructura binomial lo cual no debería ser un problema cuando es algo habitual en otros suministros (telecomunicaciones, agua...). Pero esta estructura se complica ya que cada una de las partes de ese binomio está formado por un componente regulado (tarifas

de acceso entre otros) y otro componente que es de “libre disposición” por parte de la compañía con el que debe cubrir sus costes y obtener el margen que considere preciso. Estos componentes podrían ser transparentes para el consumidor, pero cada uno de ellos lleva su propio esquema de actualización de tarifas por lo que no es posible entender las tarifas y los contratos que se firman sin conocer estos detalles.

Tras la reforma, lejos de simplificar esta compleja estructura, la situación se ha agravado aún más si cabe ya que la información que reciban los usuarios sobre la tarifa eléctrica será muy diferente en función del tipo de tarifa que estén contratando:

- Las tarifas en el mercado libre mantienen el esquema habitual: un término fijo (kW), otra variable (kWh) y la obligación de información del coste de los peajes en la factura.
- Para el PVPC, el nuevo modelo de factura exige que cada concepto (término fijo y va-

riable) desglose el componente “tarifa de acceso” del resto de componentes. De esta forma, el precio del kWh, desglosado en dos conceptos, no será comparable directamente con las ofertas que visualicen en el mercado libre por ejemplo a través de la publicidad.

- Por último para el precio alternativo fijo que las comercializadoras de referencia ofrecen, se les obliga a desglosar el precio del kWh en tres conceptos ya que el precio del kWh deberá desligar del término energía los componentes que ayudan a formarlo (pérdidas del sistema...), además de las tarifas de acceso.

Para OCU sería importante que la separación entre costes regulados y el resto de conceptos responsabilidad de la comercializadora fuera total. Es decir, se deberían cobrar por un lado los costes regulados (término fijo y variable) dejando claro que se trata de costes responsabilidad del Gobierno e idénticos las comercializadoras que se limitan a hacer de “recaudador”.

Y por otro lado se debería cobrar la energía con el margen de comercialización que cada compañía libremente estime. Además sería deseable que en pro de la transparencia de tarifas se concretara en único concepto: precio del kWh, eliminando cualquier importe fijo. La comparación así entre tarifas sería mucho más simple y con ello fomentaría la competencia.

Somos conscientes que gran parte de las bondades o no bondades de esta Ley están pendientes de desarrollo. Tanto las cuestiones que tienen que ver con el autoconsumo como el real decreto que debe regular las relaciones entre consumidores, comercializadores y distribuidoras pueden hacer buena o mala esta Ley. Por ello es importante tanto su rápida promulgación para evitar la incertidumbre que los consumidores tienen en el sector como que ésta se haga razonablemente bien y para ello es necesario un nuevo periodo de consulta que permita mejorar, aunque sea reglamentariamente, esta importante Ley. ■

Las respuestas internas e internacionales a la protección del inversor en el sector energético: un nuevo reto en una economía globalizada

Vicente López-Ibor Mayor

Presidente de Estudio Jurídico Internacional, Ex Consejero de la Comisión Nacional de Energía.

El arbitraje internacional de inversiones

El mundo cambia muy rápidamente. En general y en el sector energético en particular. Es cierto que los cambios son parte de la naturaleza humana y de las sociedades en las que los hombres se relacionan. Lo novedoso, inquietante o sorprendente, es la velocidad del cambio. Y a los juristas nos cuesta asimilar esa velocidad de cruce porque nuestros principios e instituciones suelen construirse sobre la base de muchos años de asimilación de conceptos jurídicos sobre los que se fundamentan nuestras fuentes del derecho, incompatibles, al menos teóricamente, con un mundo que requiere, cada vez más, respuestas inminentes a problemas nunca antes planteados.

A esta realidad innegable se une una economía globalizada. Y nos limitamos a decir economía en la medida que esa realidad material sustentada en una multiplicidad de transacciones internacionales de base económica, no ha ido acompañada de una gobernanza mundial que otorgue un marco jurídico adecuado, y acorde con los retos que plantea la globalización económica.

En efecto, las respuestas jurídicas a los conflictos que van ineludiblemente asociados al desarrollo de cualquier tipo de actividad económica, siguen teniendo una base eminentemente nacional, tanto en cuanto a la normativa aplicable como a la jurisdicción que dirige las controversias.

No obstante, la insuficiencia o la falta de suficientes garantías de protección al inversor extranjero han ido llevando paulatinamente al desarrollo de una nueva jurisdicción internacional en la que los actores ya no son exclusivamente los viejos Estados, sujetos tradicionales del derecho internacional público, sino los propios agentes económicos que litigan o demandan a esos mismos Estados cuando las decisiones que éstos en determinados casos adoptan, afectan negativamente a sus inversiones.

Nace, pues, frente al comúnmente conocido arbitraje internacional de comercio, institución típica del derecho internacional privado, una nueva forma de proteger la seguridad jurídica del inversor internacional, que se ha denominado Derecho Internacional de Inversiones. El Derecho Internacional de Inversiones se fundamenta en los Tratados Multilaterales o Bilaterales de Inver-

siones (*Multilateral or Bilateral Investment Treaties*), suscritos por los Estados pero que tienen como destinatarios a los ciudadanos de los Estados signatarios que llevan a cabo inversiones en los otros Estados miembros del Tratado, bajo la consideración de inversionistas extranjeros.

La doctrina resalta que la proliferación de los Tratados Multilaterales o Bilaterales de Inversiones parte de una doble insuficiencia jurídica. En primer lugar, el recelo del inversor extranjero a la protección que la legislación y la jurisprudencia nacional pudieran otorgarle. La falta de conocimiento de la normativa aplicable, el riesgo político antes los cambios normativos o las dudas sobre la imparcialidad e independencia de los Tribunales nacionales encargados de proteger al inversionista, son factores que limitan o restringen la voluntad del inversor de acometer y desarrollar proyectos complejos o que requieren un esfuerzo financiero importante. En segundo lugar, la dificultad del derecho internacional público para canalizar adecuadamente a través de conflictos bilaterales entre Estados la protección del inversor privado cuya vinculación nacional no siempre es fácil de determinar o precisar. El caso de Barcelo-

na Traction¹ suele ponerse de manifiesto como ejemplo de esta falta de capacidad del derecho internacional público para otorgar una pronta y adecuada satisfacción.

A través del Derecho Internacional de Inversiones, el inversor extranjero adquiere, pues, la protección jurídica de la que antes no poseía. Razón por la cual no es de extrañar que en un período relativamente corto de tiempo, el número de Tratados Multilaterales de Arbitraje hayan crecido de forma exponencial, poniendo de relieve que es un instrumento útil y cada vez más determinante para dar cobertura jurídica al inversor que necesariamente tiene que adoptar decisiones de inversión en un mundo globalizado.

Ahora bien la generalización de este mecanismo jurídico para resolver los conflictos internacionales comienza a suscitar, en la medida que se sustenta no sólo sobre específicos procedimientos de resolución de las controversias (arbitrajes de inversiones) sino igualmente sobre principios e instituciones jurídicas creadas al amparo de una jurisprudencia arbitral cada vez más amplia, cuestiones de justicia y equidad en la forma en que dichos conflictos puedan resolverse. En efecto, la cobertura del potencial trato discriminatorio hacia el inversor extranjero puede convertirse, sin que nadie voluntariamente lo haya buscado, en un trato discriminatorio para el inversor nacional, aunque sólo fuera

por el hecho de que el inversor extranjero gozaría de una potencial doble protección de la que carece el inversor nacional, la protección nacional y la internacional.

Esta alternativa procedimental o capacidad de elección del mecanismo de protección, no tendría mayores consecuencias si los principios que inspiran la cobertura de la situación jurídica del inversor, esencialmente el tradicional principio de la seguridad jurídica, y el más recientemente elaborado de la confianza legítima, tuvieran un paralelo desarrollo en ambas jurisdicciones. Pero esto no ha ocurrido ni previsiblemente ocurrirá, entre otras razones porque aun cuando pudiera parecer que existe una similitud conceptual, los fundamentos sobre los que se construye jurisprudencialmente los principios son muy diferentes en el ámbito nacional e internacional, y, en mayor medida, la aplicación práctica de los mismos.

Este es precisamente el objeto del presente trabajo. Poner brevemente de manifiesto en qué medida los principios que garantizan la protección del inversor no están desarrollándose ni de forma simétrica ni en paralelo en el ámbito nacional e internacional, provocando una situación de cierta perplejidad conceptual, en especial en un mundo caracterizado, cada vez más y con mayor intensidad, por una desaparición paulatina de las fronteras económicas, di-

ficilmente compatible con la existencia de compartimentos jurídicos estancos basados en la nacionalidad del inversor. Pero para profundizar en el problema es necesario describir, aun cuando sea brevemente, algunos aspectos propios del sector energético y de la controversia en donde la realidad descrita se ha puesto de manifiesto de un modo relevante, la reforma del régimen de las energías renovables en España.

La Carta de la Energía

El Derecho Internacional de Inversiones tiene en el sector energético una fuente inagotable de casos o supuestos en los que desarrollarse. No en vano la energía constituye posiblemente el sector económico en el que las inversiones extranjeras adquieren una mayor dimensión, por su trascendencia, complejidad y cuantía. Adicionalmente, en la medida que los retornos para cubrir los costes de inversión, financiación y operación de dichas inversiones se fundamentan en ingresos sujetos a una profunda regulación, los riesgos asociados a una discrecional decisión del regulador son más intensos que en otros sectores.

En este contexto, uno de los Tratados Multilaterales de Inversiones más conocido, en particular en España por las razones a las que posteriormente aludiremos, ha sido la Carta de la Energía.

¹ En el caso Barcelona Traction, Light and Power Company Limited, Bélgica, actuando al amparo de una compañía canadiense pero cuyas acciones correspondían a unos ciudadanos belgas, demandó al Reino de España ante la Corte Internacional de Justicia, por un caso de expropiación. La Corte, mediante una decisión de 5 de febrero de 1970, rechazó la demanda por entender que bajo el Derecho Internacional no es posible la protección del Estado del cual los accionistas son ciudadanos. Sin embargo, Canadá tampoco otorgó su protección, pues para el país el simple registro de la compañía no era suficiente para amparar su protección, dado que se necesitaba que hubiera algún vínculo económico adicional sustancial con dicho país. Esta falta de cobertura por uno u otro Estado justificó la necesidad de atribuir la posibilidad de demandar directamente al Estado anfitrión ante los Tribunales Internacionales.

La Carta de la Energía nace a comienzos de la década de los noventa² del anterior siglo, con el objetivo de ampliar los mecanismos de cooperación energética ente los países de la Comunidad Económica Europea y los de la antigua Unión Soviética³. Pero al mismo tiempo, teniendo en cuenta las características, objetivos y los principios sobre los que reposa la Carta, su alcance se extiende también geográficamente a otros países, fundamentalmente en la órbita de los acuerdos internacionales, y particularmente de los miembros de la OCDE⁴.

No cabe olvidar, al reseñar las razones de su creación, los sostenidos pero infructuosos esfuerzos llevados a cabo en el ámbito de la Europa comunitaria con el fin de adoptar

una auténtica política energética común. Fracasados todos los ensayos anteriores a la puesta en marcha de la iniciativa de la Carta, cabría también afirmar que este instrumento internacional persigue la creación, entre otros objetivos, de un espacio europeo de la energía, de una suerte de política energética metaeuropea, si bien los autores de la Carta se apresuran a señalar que no es su intención establecer tal tipo de previsiones políticas. Lo cierto, sin embargo, es que la Comunidad Europea inspira la creación de este Acuerdo.

Designado pues con el propósito de crear un marco legal regulador de las relaciones energéticas internacionales en los ámbitos antes descritos⁵, el subyacente del Acuerdo

es la búsqueda de un adecuado *trade-off* entre las infraestructuras y recursos energéticos propios de unos países (los antiguos Estados de la Unión Soviética), y las capacidades tecnológicas y de asistencia técnica, regulatoria y financiera —además del apoyo político correspondiente a un contexto de estabilidad política y prosperidad económica— de los países de la Unión Europea. Una suerte de *swap* entre seguridad de los aprovisionamientos y capacidad tecnológica que precisa, como es obvio, de respeto al orden jurídico internacional, y lo que es esencial a los efectos que nos interesan, la protección jurídica del inversor extranjero y el acceso a los capitales transnacionales, todo ello en el encuadramiento institucional adecuado.

² En la reunión del Consejo Europeo en Dublín en junio de 1990, el Primer Ministro de los Países Bajos sugirió que la recuperación económica de Europa del Este y en la, por entonces, Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas, podía catalizarse y acelerarse a través de la cooperación en el sector energético. Esta sugerencia fue acogida por el Consejo, que invitó a la Comisión de las Comunidades Europeas a estudiar la mejor manera de establecer esta cooperación. En febrero de 1991, la Comisión propuso la idea de una Carta Europea de la Energía. Tras la discusión de la propuesta de la Comisión en el Consejo de las Comunidades Europeas, las Comunidades Europeas invitaron a los demás países de Europa Occidental y del Este, de la Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas y a los miembros no europeos de la Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos a asistir a una conferencia en Bruselas en julio de 1991 con objeto de iniciar negociaciones acerca de la Carta Europea de la Energía. A la Conferencia sobre la Carta Europea de la Energía fueron también invitados en calidad de observadores otros países y organizaciones internacionales. Las negociaciones sobre la Carta Europea de la Energía finalizaron en 1991, y la Carta fue adoptada mediante la firma de un Documento Final en una conferencia celebrada en La Haya los días 16 y 17 de diciembre de 1991. Los signatarios de la Carta fueron, entonces o después, todos los enumerados en la parte I, salvo los observadores.

³ Ver “Carta de París para la nueva Europa” firmada el 21 de noviembre de 1990.

⁴ La última sesión plenaria de la Conferencia sobre la Carta Europea de la Energía tuvo lugar en Lisboa los días 16 y 17 de diciembre de 1994. Participaron en la Conferencia representantes de la República de Albania, la República Federal de Alemania, la República de Armenia, Australia, la República de Austria, la República Azerbaiyana, el Reino de Bélgica, la República de Bielorrusia, la República de Bulgaria, Canadá, la República de Chipre, las Comunidades Europeas, la República de Croacia, el Reino de Dinamarca, la República de Eslovaquia, la República de Eslovenia, el Reino de España, los Estados Unidos de América, la República de Estonia, la Federación Rusa, la República de Finlandia, la República Francesa, la República de Georgia, la República Helénica, la República de Hungría, Irlanda, la República de Islandia, la República Italiana, Japón, la República de Kazajstán, la República de Kirguizistán, la República de Letonia, el Principado de Liechtenstein, la República de Lituania, el Gran Ducado de Luxemburgo, la República de Malta, la República de Moldavia, el Reino de Noruega, el Reino de los Países Bajos, la República de Polonia, la República Portuguesa, el Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, la República Checa, Rumania, el Reino de Suecia, la Confederación Suiza, la República de Tayikistán, Turkmenistán, la República de Turquía, Ucrania y la República de Uzbekistán (en adelante denominados los representantes), así como observadores invitados de algunos países y organizaciones internacionales.

⁵ El Preámbulo del Tratado de la Carta señala que el concepto básico de la iniciativa de la Carta consiste en catalizar el crecimiento económico mediante medidas de liberalización de la inversión y el comercio de la energía.

En consecuencia, el acceso al capital para la financiación del comercio de materias y productos energéticos y las inversiones en actividades económicas en el sector de la energía constituyen una de las principales finalidades objeto de regulación en la Carta. En este sentido, se establece una serie de medidas destinadas a proteger las inversiones de Entidades tanto públicas como privadas en cualquiera de los Estados signatarios de la Carta, de modo que tales inversiones no estén a expensas de los cambios políticos, legislativos o de otro tipo. Con dicha finalidad, la Carta de la Energía fija ciertos requisitos jurídicos que se encuentran en la mayoría de los Tratados Bilaterales de Inversiones, pudiendo destacarse, a nuestros efectos, dos artículos que consideramos básicos en relación a esta cuestión:

a) En primer lugar, el artículo 10, relativo al régimen de transparencia y no discriminación.

El primer apartado del artículo 10 establece la obligación de las partes contratantes de fomentar y crear condiciones estables, equitativas, favorables y transparentes para que los inversores de otras partes contratantes realicen inversiones en su territorio.

Adicionalmente dicho artículo establece el compromiso de las partes contratantes de conceder en todo momento *"un trato justo y equitativo a las inversiones de los inversores de otras partes contratantes"*, así como la obligación que asume cada una de

las partes de conceder a los inversores de las otras partes contratantes el mismo trato que los nacionales de dicho país en cuanto haga referencia a la realización de inversiones en su territorio⁶.

b) En segundo lugar, el artículo 13 relativo al principio de legalidad y régimen jurídico de expropiación.

El artículo 13 prohíbe la expropiación, definiéndola como nacionalización, expropiación o medida o medidas de efecto similar a la nacionalización o a la expropiación, excepto si dicha expropiación se lleva a cabo:

- Por un motivo de interés público;
- De manera no discriminatoria;
- Con arreglo al debido procedimiento legal; y
- Mediante el pago de una indemnización rápida, adecuada y efectiva.

Asimismo el artículo 13 precisa que el importe de la indemnización equivaldrá al justo valor de mercado de la inversión expropiada inmediatamente antes de que el anuncio de la expropiación o de la intención de llevar a cabo la expropiación hubiese afectado al valor de la inversión. Además el inversor tendrá derecho a que este justo valor de mercado sea expresado en una divisa libremente convertible.

Estos dos principios, comunes a la mayoría de los Tratados Multilaterales o Bilaterales de Inversión son el fundamento de la pro-

tección que dichos Tratados y, en particular, la Carta de la Energía, otorgan a los inversores internacionales.

La aplicación del mecanismo de protección proporcionado por la Carta de la Energía está teniendo una especial importancia en España, y puede tenerlo igualmente en otros países, como consecuencia de la reforma del régimen de las energías renovables, lo que requiere que, aun cuando brevemente, hagamos una referencia a los presupuestos jurídicos que han caracterizado dicha reforma.

La reforma del régimen de las energías renovables

Como es bien conocido, las instalaciones de generación de energía eléctrica sujetas al régimen especial tenían reconocido en nuestro ordenamiento jurídico el derecho a un régimen retributivo primado (bien mediante el cobro de una tarifa o a través de la percepción de una prima adicional al precio de mercado) sustentado en diversas normas que se fueron sucesivamente modificando y que culminaron con el modelo establecido en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo⁷.

Al margen de otros aspectos regulatorios ajenos al ámbito del presente trabajo, el régimen primado se caracterizaba por fijar determinados plazos temporales para la aplicación del mecanismo de retribución especial, y por el establecimiento de un principio de irretroactividad de cualquier

⁶ El apartado tercero del artículo 10 especifica que se entenderá por "trato" el trato concedido por una parte contratante que no es menos favorable que el concedido a sus propios inversores o a los inversores de otra parte contratante o tercer Estado, siendo de aplicación la situación más favorable.

⁷ El régimen económico y jurídico recogido en el Real Decreto 661/2007 es el último eslabón de una regulación que se inicia tras la aprobación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre del Sector Eléctrico, con el Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre y que se modifica, posteriormente, con el Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.

disposición que revisara el régimen tarifario, de forma que dicha revisión, sólo resultara aplicable, conforme indicaba el párrafo segundo del artículo 44.3 del Real Decreto 661/2007 a las *"instalaciones cuya acta de puesta en servicio se hubiera otorgado antes del 1 de enero del segundo año posterior al año en que se haya efectuado la revisión"*.

Sin entrar a valorarlo jurídicamente, no cabe duda de que el citado régimen de irretroactividad para futuras revisiones del régimen especial no ha sido respetado. Y no lo ha sido pues es un hecho objetivo que a partir del año 2010 el Gobierno español, bajo la justificación de su obligación de acabar con el déficit tarifario, aprueba, entre otras, diversas disposiciones que, directa o indirectamente, modifican el mecanismo retributivo de las instalaciones sujetas al régimen especial, no sólo respecto a las futuras instalaciones sino igualmente respecto a las instalaciones existentes.

Como hemos indicado, esta reforma no ha sido fruto de una decisión puntual, sino que ha venido produciéndose de forma progresiva, que podemos dividir, a efectos expositivos, en tres fases.

Fase inicial: Las modificaciones en el régimen especial de las instalaciones fotovoltaicas

La reforma inicial del régimen aplicable a las energías renovables se concretó en di-

versas normas adoptadas por el Gobierno a finales del año 2010 respecto a instalaciones acogidas al régimen especial regulado en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo (actualmente extinguido, sin perjuicio del régimen transitorio previsto en la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico).

En particular, la reforma se concretó en el Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regularon y modificaron determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial al eliminar la retribución reconocida conforme al Real Decreto 661/2007 a partir del año 26º de vida útil de la instalación, momento a partir del cual se percibiría el precio de mercado, si la instalación siguiera en funcionamiento⁸.

Y en el Real Decreto Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecieron medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico, que amplió el derecho a percepción de tarifa regulada de 25 a 30 años; fijó las horas de funcionamiento con derecho a tarifa regulada desde su entrada en vigor y hasta el 1 de enero de 2014 y limitó las horas de funcionamiento con derecho a tarifa regulada en función de la zona en la que esté ubicada la instalación a partir de esta última fecha e impuso a todos los productores (incluidos los productores acogidos al régimen especial) la obligación de retribuir peajes de acceso por el vertido de energía a las redes de transporte y distribución.

Fase intermedia: introducción de un nuevo impuesto sobre generación y sucesivas modificaciones del régimen retributivo de las instalaciones acogidas al régimen especial

En una segunda fase del proceso, la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética creó el Impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica.

De acuerdo con el artículo 1 de la Ley 15/2012, *"el impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica es un tributo de carácter directo y naturaleza real que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica, medida en barras de central a través de cada una de las instalaciones que genera electricidad"* tal y como se definía en el Título IV de la Ley 54/1997, de Sector Eléctrico. En otras palabras, cualquier instalación de generación eléctrica, incluyendo tanto las sujetas al régimen ordinario como al régimen especial.

En consecuencia, tras la entrada en vigor del impuesto sobre el valor de la producción eléctrica a partir del 1 de enero de 2013, todos los ingresos que los titulares de instalaciones eléctricas tengan derecho a percibir como consecuencia del suministro de electricidad será gravado con un nuevo impuesto al tipo del 7%, con independencia de la tecnología empleada y el régimen (especial y ordinario) aplicable a la instalación.

⁸ Un mes después se aprobó igualmente el Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica, que limitó las horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima equivalente respecto a dicha tecnología, impuso la obligación, durante al menos 12 meses, de venta a tarifa regulada para las instalaciones solares termoeléctricas, e impuso la revisión del régimen económico de las instalaciones solares termoeléctricas y de las eólicas sometidas al régimen especial.

A su vez, el Real Decreto-Ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero, continuando con alguna de las medidas adoptadas durante el 2012 tuvo igualmente por objeto reducir (o más correctamente, evitar su incremento) el déficit tarifario, para lo cual, al margen de otros cambios puntuales en determinadas tecnologías, sustituyó el Índice de Precios al Consumo (IPC) general por el IPC a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos para la actualización de la retribución de aquellas tecnologías referenciada a dicho índice; eliminó las primas y los límites superior e inferior para todas las tecnologías del régimen especial en las que dichos conceptos no fueran igual a cero; y eliminó la posibilidad de opción por el régimen retributivo a tarifa o a mercado establecida en el artículo 24.4 del Real Decreto 661/2007.

Fase final: establecimiento de un nuevo régimen retributivo

Finalmente, el Real Decreto-Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico, culminó el proceso de reforma, buscando, en palabras de la propia norma, lograr la estabilidad financiera del sector, reduciendo sus costes y tratando de garantizar el suministro al menor coste posible para el consumidor, para lo cual dicha reforma se sustentó sobre tres conceptos claves, *"empresa eficiente y bien gestionada"*, *"rentabilidad razonable"* y *"estabilidad financiera"*.

En consecuencia, con en el nuevo sistema desaparece el sistema de tarifas y primas, y se implanta un sistema de retribución basada en la participación en el mercado, en el que sólo se abonará una retribución adicional que, en caso de resultar necesario, cubra aquellos costes de inversión que

una empresa eficiente y bien gestionada no recupere en el mercado. Para el cálculo de la retribución a una instalación específica se considerará para una instalación tipo, los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado de producción, los costes de explotación medios necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada. De esta manera se insta un régimen retributivo sobre parámetros estándar en función de las distintas instalaciones tipo que se establezcan.

Estas instalaciones recibirán un complemento por sus costes de inversión basado en estándares por tecnologías garantizando una rentabilidad razonable basada en las Obligaciones del Estado a diez años aplicando el diferencial adecuado.

Los criterios que marcaron los hitos fundamentales en la reforma del régimen de energías renovables recogidas en el Real Decreto-Ley 9/2013 se confirman en la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y en las normas reglamentarias que la desarrollan, el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos y la Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos es la última pieza que completa el nuevo régimen de retribución de estas instalaciones.

En definitiva, con la nueva reforma, las instalaciones sujetas a este especial régimen retributivo que venían percibiendo una tarifa

o una prima prefijadas, van a percibir durante su vida útil regulatoria, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada, que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado (retribución a la inversión) y un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción de dicha instalación tipo (retribución a la operación).

Una vez que las instalaciones superen la vida útil regulatoria de la instalación tipo dejarán de percibir la retribución a la inversión y la retribución a la operación, pudiendo mantenerse en operación percibiendo exclusivamente la retribución obtenida por la venta de energía en el mercado.

Como veremos a continuación, el Tribunal Supremo ya se ha pronunciado de manera concluyente sobre el alcance jurídico de lo que hemos llamado fase inicial de la reforma. No existen pronunciamientos ni sobre la fase intermedia ni sobre la fase final. Es cierto que existen aspectos de estas dos últimas fases que podrían cambiar el alcance de la doctrina sentada por nuestro Alto Tribunal. Pero también es cierto que existen bases para considerar que dicha jurisprudencia puede mantenerse incluso ante una reforma, como la que se ha producido en último lugar, que ha modificado con evidentes efectos retroactivos el régimen especial, en la medida que no sólo establece un sistema retributivo diferente para las instalaciones existentes respecto a la remuneración a percibir en ejercicios futuros sino que tiene también en cuenta para determinar la rentabilidad razonable los ingresos que las instalaciones percibieron en ejerci-

cios pasados⁹. Lo que nos exige analizar, si quiera brevemente, los principios generales que pudieran resultar aplicables a este proceso de reforma.

Principios generales aplicables a las reformas del régimen especial de las energías renovables.

Como hemos podido comprobar el resultado de las sucesivas reformas operadas en el régimen de las instalaciones de régimen especial ha supuesto un cambio radical en el sistema retributivo aplicable a dichas instalaciones, con un evidente efecto retroactivo, dado que, como indicábamos, el nuevo modelo resultará de aplicación no sólo a las instalaciones que se pongan en funcionamiento a partir de la entrada en vigor de la nueva regulación, sino igualmente a las instalaciones existentes, es decir a las instalaciones ya en funcionamiento.

La aplicación retroactiva de una norma jurídica suscita de forma inmediata el análisis de la posible vulneración de determinados principios generales, en particular, el principio de seguridad jurídica y el de confianza legítima.

El principio de seguridad jurídica

El principio de seguridad jurídica, reconocido expresamente en el artículo 9.3 de la Constitución, ha sido objeto de análisis por el Tribunal Constitucional en diversas sen-

tencias. En concreto, y como muestra representativa de otras muchas, la Sentencia 126/1987, de 16 de julio, asumiendo el esquema propio de la jurisprudencia constitucional alemana, afirmó:

“En cuanto al principio de seguridad jurídica también aducido, ha venido ciertamente configurándose, a partir de la Sentencia número 26 del Tribunal Constitucional Federal Alemán, de 19 de diciembre de 1961, una línea argumental que, partiendo de la idea del Estado de Derecho y del principios que lo informan, considera que las normas tributarias retroactivas pueden estimarse constitucionalmente ilegítimas cuando atentan a tal principio y a la confianza de los ciudadanos.

Ahora bien, el principio de seguridad jurídica no puede erigirse en valor absoluto por cuanto daría lugar a la congelación del ordenamiento jurídico existente, siendo así que éste, al regular relaciones de convivencia humana, debe responder a la realidad social de cada momento como instrumento de perfeccionamiento y de progreso. La interdicción absoluta de cualquier tipo de retroactividad entrañaría consecuencias contrarias a la concepción que fluye del artículo 9.2 de la Constitución, como ha puesto de manifiesto este Tribunal, entre otras, en sus Sentencias 27/1981 y 6/1983.

Por ello, el principio de seguridad jurídica, consagrado en el artículo 9.3 de la Norma fundamental, no puede entenderse como

un derecho de los ciudadanos al mantenimiento de un determinado régimen fiscal.

En este contexto, el grado de retroactividad de la norma cuestionada, así como las circunstancias específicas que concurran en cada caso, se convierte en elemento clave en el enjuiciamiento de su presunta inconstitucional. Y a estos efectos resulta relevante la distinción entre aquellas disposiciones legales que con posterioridad pretender anular efectos a situaciones de hecho producidas o desarrolladas con anterioridad a la propia Ley y las que pretenden incidir sobre situaciones o relaciones jurídicas actuales aún no concluidas. En el primer supuesto, –retroactividad auténtica–, la prohibición de la retroactividad operaría plenamente y solo exigencias cualificadas del bien común podrían imponerse excepcionalmente a tal principio; en el segundo –retroactividad impropia–, la licitud o ilicitud de la Disposición resultaría de una ponderación de bienes llevada a cabo caso por caso entiendo en cuenta, de una parte, la seguridad jurídica y, de otra, los diversos imperativos que pueden conducir a una modificación del ordenamiento jurídico-tributario, así como las circunstancias concretas que concurren en el caso. Es de destacar que esta ponderación ha llevado al Tribunal alemán, desde su Sentencia número 27, de 19 de diciembre de 1961, a considerar, en principio, constitucionalmente legítimas las normas fiscales retroactivas cuando la ley pretende tener aplicación en el periodo impositivo dentro del cual entra en vigor...”.

⁹ Curiosamente la aplicación retroactiva del mecanismo de cálculo de la rentabilidad razonable no se ha utilizado en las modificaciones retributivas de aquellas infraestructuras que formando parte de actividades reguladas (transporte y distribución) han estado siempre sujetas a la posibilidad de un mecanismo revisorio. Llama la atención este aspecto en la medida que los fundamentos jurisprudenciales de la aplicación del principio de rentabilidad razonable, que luego analizaremos, se inspiran en la jurisprudencia aplicable a las “tarifas”, de servicios públicos, en su momento, de actividades reguladas, en la actividad. La generación de energía eléctrica régimen especial nunca ha sido un servicio público ni una actividad regulada. Aspecto, éste, no suficientemente analizado por el Tribunal Supremo y que pone de manifiesto la falta de un adecuado análisis, tanto por la jurisprudencia como por la doctrina, de la naturaleza de los ingresos percibidos por las instalaciones de generación de régimen especial.

Y concluye el Tribunal Constitucional:

“..... la aplicación retroactiva de la modificación introducida por la Ley 50/1998 ha afectado a la confianza de las sociedades destinatarias de la norma, que habían ajustado su conducta durante el año 1998 a la legislación vigente en dicho momento, en virtud de la cual quedarán eximidas de cotizar a la Seguridad Social por sus administradores retribuidos, sin que tal modificación resultara razonablemente previsible, lesionando, así, el principio de seguridad jurídica (artículo 9.3 CE). De acuerdo con nuestro canon de enjuiciamiento, quedará únicamente por analizar la eventual concurrencia de exigencias cualificadas del bien común susceptibles de prevalecer, excepcionalmente, sobre el principio de seguridad jurídica.”

En consecuencia, y sin perjuicio de las lógicas matizaciones, la jurisprudencia constitucional ha diferenciado entre los grados de retroactividad y las circunstancias específicas que concurren en cada supuesto, de tal modo que la retroactividad auténtica¹⁰, aquella que afectaría a situaciones de hecho ya producidas, estaría, en principio, vedada al legislador, mientras que la licitud o ilicitud de la retroactividad impropia, aquella que incide sobre situaciones actuales aún

no concluidas, dependería de una ponderación de bienes a llevar a cabo caso por caso.

De la propia lectura de la Sentencia transcrita, o de otras posteriores en el mismo sentido del Tribunal Constitucional¹¹, se deduce algunas de las circunstancias que podrían conducir a una legítima modificación del ordenamiento jurídico con carácter retroactivo, como por ejemplo, la finalidad de la medida, las circunstancias relativas al grado de previsibilidad de la misma, su importancia cuantitativa y otras de carácter similar.

El principio de confianza legítima

Vinculado al principio de seguridad jurídica, la jurisprudencia nacional ha tenido también la oportunidad de pronunciarse en varias ocasiones sobre la aplicación del principio de protección de la confianza legítima, reconocido a nivel legislativo en el artículo 3.1 de la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo común, en particular, en el marco del ejercicio de la potestad reglamentaria de la Administración.

En general, el principio de confianza legítima podría considerarse una manifestación

del principio de seguridad jurídica, recibido en nuestro país por influencia del Tribunal de Justicia de la Comunidad Europea, y vinculado con el principio de buena fe cuando éste es aplicado a las relaciones mantenidas por el Estado con sus ciudadanos. De hecho, fue la STJCE de 13 de julio de 1963, la que utilizó, por primera vez el concepto de confianza legítima, pues si bien rechaza el recurso, reconoce la existencia de dicho principio, que se produce cuando la Administración Pública, mediante actos propios, ha determinado la conducta de terceras personas destinatarias de dicha actuación produciéndoles unos perjuicios como consecuencia de la misma.

Con posterioridad a dicha sentencia, cabe destacar, igualmente, la STJCE de 5 de junio de 1973, por ser la que admite, por primera vez, que el principio de confianza legítima había sido vulnerado al entender que la Administración incurre en una irregularidad por no cumplir sus promesas formales¹². Con posterioridad, el TJCE ha llegado a diferenciar dicho principio de otros, como el de no retroactividad, al confirmar, por ejemplo en la STJCE de 25 de enero de 1979, la existencia de una situación de confianza protegible aun cuando no se haya produ-

¹⁰ La doctrina civilista y el Tribunal Supremo han clasificado en ocasiones los grados de retroactividad, distinguiendo entre retroactividad de grado máximo, medio y mínimo. La de grado máximo se aplicaría respecto a todos los efectos de una situación creada al amparo de la ley anterior; estén consumados o no. La de grado mínimo, a todos los efectos nacidos con anterioridad, pero aún no consumados. Y la de grado mínimo sólo respecto a los efectos que surjan en el futuro, aunque la situación haya surgido conforme a la anterior norma. La retroactividad impropia a la que alude el Tribunal Constitucional englobaría tanto los supuestos de retroactividad de grado medio y mínimo.

¹¹ Sentencias del Tribunal Constitucional 197/1992 y 173/1996, entre otras.

¹² Para un análisis de la evolución jurisprudencial, en particular en la Unión Europea, del concepto de confianza legítima, resulta recomendable el artículo de Javier E. Quesada Lumberreras, “Tres décadas de protección jurisdiccional de la confianza legítima: balance y perspectivas”, publicado en Civitas, Revista española de derecho administrativo, número 146, abril-junio 2010, páginas 417 a 467. En dicho artículo el autor reconoce que el principio de protección de confianza legítima ha sido aceptado en el ámbito comunitario sin gran dificultad, a diferencia de su problemática aceptación en los Estados miembros, donde su reconocimiento se ha hecho, en ocasiones, con cierta confusión respecto al principio de seguridad jurídica, de la irretroactividad o del de los derechos adquiridos.

cido un atentado explícito del principio de irretroactividad.

Reconocido el principio de confianza legítima, la evolución posterior de su jurisprudencia ha ido poco a poco decantando su ámbito de actuación, pero con una actitud de gran prudencia, aceptando sólo en escasos y manifiestos supuestos la prevalencia del principio de confianza legítima. Esta actitud prudente del TJCE ha sido la pauta que ha utilizado nuestro Tribunal Supremo al analizar en determinadas ocasiones la aplicación del principio de confianza legítima en España, en particular al juzgar los límites que tiene el poder ejecutivo respecto a su capacidad de modificar la normativa vigente introduciendo cambios en perjuicio de la posición jurídica de los administrados.

Representativa de este criterio de aplicación por parte del Tribunal Supremo del principio de confianza legítima, podemos citar, en particular, la STS de 11 de junio de 1996 que expresamente señala:

"Ni la falta de experiencia en la aplicación de un anterior Real Decreto, ni los principios de seguridad jurídica y confianza legítima, invocados por los actores, pueden impedir a la Administración el derogarlo y dejarlo sin efecto, cuando así lo considera adecuado a los intereses generales y a una más fiel regulación de éstos; pues, como señala la jurisprudencia de esta Sala, citada por el Abogado del Estado (Sentencias de 23 de mayo 1985 y 22 octubre 1987), no existe principio de derecho, ni precepto legal alguno que obligue a la Administración a mantener a perpetuidad todos los reglamentos aprobados, y afirmar lo contrario es tanto como consagrar la congelación definitiva de las normas sin posibilidad alguna de modificación, lo cual es evidentemente insostenible por privar al ordenamiento jurídico de su esencial condición

dinámica y la oportunidad y acierto de una disposición general es materia que incumbe apreciar a los órganos administrativos dentro de un margen de discrecionalidad que esta jurisdicción debe respetar".

Para continuar señalando nuestro más Alto Tribunal indicando:

"... alude la demanda a que "los actores, todos ellos, se inscribieron para acceder al ejercicio público y privado de la misma en las condiciones legales y reglamentarias establecidas en aquel momento", y en relación con esta premisa invoca el principio, de construcción europea, de la protección de la confianza legítima. Principio, relacionado con los más tradicionales en nuestro ordenamiento de la seguridad jurídica y la buena fe en las relaciones entre la Administración y los particulares, que comporta, según la doctrina del Tribunal de Justicia de las Comunidades Europeas y la jurisprudencia de esta Sala, el que la autoridad pública no pueda adoptar medidas que resulten contrarias a la esperanza inducida por la razonable estabilidad en las decisiones de aquella, y en función de las cuales los particulares han adoptado determinadas decisiones. O dicho en otros términos, la virtualidad del principio invocado puede suponer la anulación de un acto o norma y, cuando menos, obliga a responder, en el marco comunitario de la alteración (sin conocimiento anticipado, sin medidas transitorias suficiente para que los sujetos puedan acomodar su conducta y proporcionadas al interés público en juego, y sin las debidas medidas correctoras o compensatorias) de las circunstancias habituales y estables, generadoras de esperanzas fundadas de mantenimiento. Sin embargo, el principio de confianza legítima no garantiza la perpetuación de la situación existente, la cual puedes ser modificada en el marco de la facultad de

apreciación de las instituciones y poderes públicos para imponer nuevas regulaciones apreciando las necesidades del interés general."

En definitiva, si bien el principio de confianza legítima es ya reconocido plenamente como un principio susceptible de ser invocado al juzgar la posible inconstitucionalidad o ilegalidad de una determinada modificación del marco jurídico preexistente, en la medida que la nueva norma resulte contraria a la esperanza inducida por la razonable estabilidad en el régimen preexistente, y en función de las cuales los particulares han adoptado determinadas decisiones, la aplicación del citado principio está siendo aplicado con gran prudencia tanto por parte del TJCE como por parte de nuestro más Alto Tribunal.

La aplicación de los principios de seguridad jurídica y confianza legítima en relación con la reforma del régimen especial de las energías renovables

Como consecuencia de la implementación de la reforma del régimen de las energías renovables, el Tribunal Supremo ya ha tenido la ocasión de valorar si los dos principios a los que acabamos de aludir, el de seguridad jurídica y el de confianza legítima, resultan o no aplicables. Este análisis, como hemos indicado previamente, ha sido, hasta el momento, limitado, en la medida que sólo existen pronunciamientos relativos a las disposiciones que han configurado lo que hemos denominado fase inicial de la reforma. Es, pues, pronto para determinar si tales principios pueden considerarse vulnerados o no por las posteriores fases de la misma, en particular por la fase final, que supone una auténtica supresión del régimen retributivo preexistente y su sustitución por uno nuevo.

En concreto, en sucesivas sentencias¹³, el TS ha declarado expresamente que las modificaciones normativas que suponen una reducción de la retribución a las instalaciones de producción de energía fotovoltaica (fase inicial de la reforma) no son contrarios al Derecho comunitario, ni a los tratados internacionales de los que España es parte, no vulneran el principio constitucional de seguridad jurídica y confianza legítima, no incurrir en irretroactividad prohibida, no constituyen arbitrariedad de los poderes públicos, no tienen carácter confiscatorio y no lesionan derechos adquiridos por los titulares de instalaciones fotovoltaicas.

En particular, el Tribunal Supremo¹⁴ niega que los recurrentes ostenten un derecho a mantener la retribución primada con cargo al sistema eléctrico y declara que las modificaciones que suponen una reducción de sus cuentas de resultados vulneren el principio de seguridad jurídica y confianza legítima si pueden calificarse de previsibles en función de circunstancias no contempladas expresamente por el regulador pero sí conocidas por el sector en su conjunto, resultan razonables dadas las circunstancias de la economía en general y del sector eléctrico en particular (consecución de objetivos de potencia instalada, desbordamiento del déficit tarifario que amenaza la sostenibilidad del sector) y resultaban, –o debían resultar–, previsibles para un inversor informado o debidamente asesorado. Igualmente señala el Alto Tribunal que el principio de estabilidad de las inversiones no equivale

a la petrificación del marco regulador ante cambios relevantes de circunstancias, siempre que las nuevas medidas no resulten exorbitantes o discriminatorias, consideradas no de forma aislada sino en el contexto del marco regulador aplicable ni cabe impedir una restricción sobrevenida de las condiciones retributivas iniciales, siempre que quede garantizada la retribución razonable de las inversiones efectuadas.

Las propias palabras del Tribunal Supremo son especialmente reveladoras del alcance de la doctrina que nuestra más alta magistratura, a partir de las STS de 12 de abril de 2012, ha venido reiterando respecto al a fase inicial de la reforma. En concreto, señala el Tribunal Supremo:

“El valor de la “seguridad jurídica” no es oponible sin más a una modificación reglamentaria como argumento supuestamente invalidante de ésta, por más que desde otras perspectivas (también desde la muy frecuentemente invocada, del favorecimiento de las inversiones) sea deseable una cierta estabilidad de los marcos reguladores de las actividades económicas. La seguridad jurídica no resulta incompatible con los cambios normativos desde la perspectiva de la validez de estos últimos, único factor sobre el que nos corresponde decidir en derecho. La concepción de la seguridad jurídica (o del artículo 9.3 de la Constitución) como freno a las modificaciones normativas es particularmente inapropiada en un sector como el de las energías renovables que, precisamente

por su novedad, requiere de ajustes sucesivos, en paralelo no sólo a las evoluciones de las circunstancias económicas generales, sino en atención a las propias características de la actividad. La evolución de la “curva de aprendizaje” y la progresiva “madurez” del sector fotovoltaico, como presupuestos que revelan una cierta indefinición inicial, han de tener una respuesta “paralela” en el tiempo de los poderes públicos, cuyas medidas iniciales podrán ser revisadas y modificadas al mismo ritmo de la evolución de aquél. La seguridad jurídica protege relaciones de este orden bajo el principio rebus sic stantibus pero, insistimos, no puede contraponerse como argumento invalidatorio frente a cambios relevantes en la base de las situaciones subyacentes, como en este caso ha ocurrido a la vista de la evolución de los acontecimientos desde el inicial Real Decreto 661/2007 hasta el Real Decreto 1565/2010 (y sus modificaciones inmediatas) que es objeto del presente litigio. Incluso los perfeccionamientos técnicos (y económicos) pueden influir en la revisión de las decisiones iniciales. Por referirnos tan sólo a uno de los factores relevantes, una tarifa regulada que se calcula en el año 2007 sobre la base de que buena parte de las instalaciones fotovoltaicas tienen una determinada ratio de producción (derivada de una configuración técnica sin seguimiento solar) y, en consecuencia, un vertido al sistema de cierto número de kilovatios, podrá ser atemperada ulteriormente por el titular de la potestad reglamentaria (o tarifaria) si la muy rápida evolución de la tecnología fotovoltaica propicia, en los años si-

¹³ Entre otras las STS de 12 de abril de 2012, de 18 de junio de 2012, de 31 de octubre de 2012, de 16 de noviembre de 2012, de 21 de noviembre de 2012, de 19 de diciembre de 2012, de 25 de junio de 2013, de 26 de junio de 2013, de 28 de junio de 2013, de 1 de julio de 2013, de 2 de julio de 2013, de 9 de julio de 2013, de 12 de septiembre de 2013, 13 de enero de 2014

¹⁴ Una descripción muy completa y sistemática de los argumentos utilizados por el Tribunal Supremo en su jurisprudencia sobre las modificaciones del régimen especial se encuentra en la Nota sobre Gestión del Conocimiento del Despacho Gómez-Acebo & Pombo Abogados, titulado “Guía del inversor inteligente o bien asesorado a la luz de la doctrina del Tribunal Supremo que confirma los recortes a las retribuciones de las instalaciones fotovoltaicas”, elaborado por la profesora de la Universidad de Castilla La Mancha, Ana Isabel Mendoza Losana.

guientes, la implantación –o el cambio de los ya instalados– de sistemas con seguimiento solar a uno o a dos ejes, cuya consecuencia práctica inmediata es que aumenta en porcentajes muy significativos el número de horas de aprovechamiento de radiación solar y, por lo tanto, la producción vertida a la red cuyo exceso de coste es asumido por el conjunto de consumidores de electricidad. Es lógico que ante esta –o cualquier otra– modificación tecnológica o ante cambios significativos del panorama económico con consecuencias inmediatas para el equilibrio del sistema, se revisen los parámetros iniciales determinantes, en magnitudes o en tiempo de disfrute, del cálculo de la tarifa regulada, y no puede oponerse a ello meramente el valor de la “seguridad jurídica”. El Gobierno que fija inicialmente los estímulos o incentivos con cargo a toda la sociedad (pues son en definitiva los consumidores quienes los satisfacen) puede posteriormente, ante las nuevas circunstancias, establecer ajustes o correcciones de modo que la asunción pública de los costes se atempera hasta niveles que, respetando unos mínimos de rentabilidad para las inversiones ya hechas, moderen las retribuciones “finales”.

Para concluir:

“Pues, a menudo, un entendimiento excesivamente rígido del principio de seguridad jurídica o una comprensión muy expansiva del principio de irretroactividad pudiera llevar a pensar que las consecuencias de tales ajustes deben recaer exclusivamente en las nuevas instalaciones frente a las ya establecidas y autorizadas, creando así situaciones con diferencias entre las instala-

ciones (en concreto, en las primas y tarifas a las que tienen derecho) que no siempre son fácilmente justificables”.

Ahora bien, aun cuando las palabras del Tribunal Supremo puedan parecer concluyentes incluso respecto a las fases sucesivas de la reforma, no debemos olvidar que en gran medida la reforma objeto que ha sido objeto de análisis hasta este momento se limitaba en la mayoría de las ocasiones a la modificación de un régimen retributivo a aplicar dentro de 30 años, como se deduce de la siguiente reflexión de nuestro más Alto Tribunal:

“Sin necesidad de hacer en este momento un resumen o compendio de la doctrina jurisprudencial recaída en interpretación de los preceptos antes citados, ni ceder a la tentación de transcribir innumerables fragmentos de sentencias al uso, baste decir que, conforme a aquella, no entran dentro del ámbito de la retroactividad prohibida las disposiciones que, carentes de efectos ablativos o peyorativos hacia el pasado (no obligan a revisar ni remueven los hechos pretéritos, no alteran la realidad ya consumada en el tiempo, no anulan los efectos jurídicos agotados), despliegan su eficacia inmediata hacia el futuro aunque ello suponga incidir en una relación o situación jurídica aún en curso. A partir de esta premisa, una medida normativa como la impugnada en el presente litigio, cuya eficacia se proyecta no “hacia atrás” en el tiempo sino “hacia adelante”, a partir de su aprobación, no entra en el ámbito de la retroactividad prohibida. La proyección hacia el futuro es particularmente destacable en este caso con sólo advertir que los efectos “reales” de la medida se producirán dentro

de treinta años, momento hasta el cual se mantiene para los titulares de las instalaciones fotovoltaicas la tarifa regulada según sus términos originarios. Calificar de retroactivo en el tiempo algo que, aprobado hoy, no tendrá plena eficacia hasta dentro de treinta años es un ejemplo de uso inadecuado de aquel adjetivo. La retroactividad se produciría si la nueva norma obligase a los titulares de las instalaciones fotovoltaicas a devolver el importe de las tarifas ya percibidas en ejercicios anteriores, pero no cuando se limita a disponer que el cobro de éstas cesará dentro de treinta años. En rigor, ni siquiera podría calificarse de medida retroactiva y mucho menos si utilizamos este concepto jurídico en su acepción “propia”.

Sin embargo, la reforma final no se limita a proyectar su eficacia respecto al futuro, en la medida que el cálculo de la rentabilidad razonable como pauta de determinar el régimen de retribuciones en años sucesivos, va a tener en cuenta, en el nuevo modelo, los ingresos obtenidos desde la puesta en funcionamiento de la instalación. En consecuencia, si bien el legislador no obliga a devolver el importe de las tarifas ya percibidas en ejercicios anteriores a la entrada en vigor de la nueva normativa, descuenta de los flujos futuros el importe de dichas tarifas, lo que económicamente tiene el mismo efecto. Podríamos, por tanto, concluir, que si bien las palabras del Tribunal Supremo han sido precisas respecto a que no resulta contrario a los principios de seguridad y confianza legítima la modificación del régimen retributivo de las instalaciones acogidas al régimen especial, el control de la constitucionalidad de la fase final de la reforma sigue, probablemente, todavía abierto¹⁵.

¹⁵ Dos visiones contrarias al impacto constitucional de la reforma del régimen especial de las energías renovables pueden encontrarse en los artículos sobre “Derechos adquiridos, expectativas legítimas y retroactividad de las normas que alteran o modifican derechos económicos reconocidos”, de Eduardo Soler-Tapa, en Diario La Ley, número 7259, a favor de la constitucionalidad de la misma, y en “Riesgo regulatorio y Energías Renovables”, de Félix Plasencia, en la obra colectiva, “Problemas prácticos y actualidad del Derecho Administrativo. Anuario 2014”, Editorial Civitas.

Los principios que inspiran la Carta de la Energía

La aplicación de la doctrina de la expropiación indirecta.

La Carta de la Energía siguiendo criterios equivalentes a los de otros Tratados Multilaterales o Bilaterales de Inversiones protege al inversor internacional recogiendo entre su regulación, entre otros aspectos, la prohibición de la expropiación. Como hemos indicado el artículo 13 de la Carta de la Energía prohíbe la expropiación, salvo que, siguiendo los mismos principios que los textos constitucionales, esté fundada en un motivo de interés público, no sea discriminatoria, y conlleve el pago de una *fair and equitable compensation*, que se abone de forma rápida y efectiva.

Partiendo de este concepto la jurisprudencia arbitral, junto a la expropiación directa, que ocurre cuando el Gobierno nacionaliza una compañía o se atribuye la propiedad de un bien, ha acuñado el concepto de expropiación indirecta, que se produce cuando el Estado no se atribuye la propiedad del bien, pero lleva a cabo decisiones que conllevan una sustancial privación del bien mediante medidas que no existían previamente y resultan contrarias a las inicialmente existentes. La privación del bien (*deprivation*) puede ser física o puede afectar a los beneficios, al uso o control de una determinada inversión.

La jurisprudencia arbitral en materia de inversiones ha reconocido que el Estado pue-

de llevar a cabo expropiaciones indirectas de muchas maneras, si bien el análisis de en qué medida existe o no una expropiación indirecta sólo puede resolverse analizándolo caso por caso¹⁶.

Si bien la jurisprudencia arbitral de inversiones ha analizado en reiteradas ocasiones la figura de la expropiación indirecta¹⁷, sólo existe un supuesto en el que, bajo la Carta de la Energía, se ha analizado la aplicación del concepto de expropiación indirecta, el caso *Nykomb*¹⁸, que cobra especial importancia, dado que la citada Carta no establece expresamente las notas que constituyen una expropiación indirecta.

En el caso *Nykomb*, el Tribunal Arbitral sólo analizó el efecto en la propiedad y en la gestión y administración de la propiedad para determinar que no hubo expropiación indirecta. En este supuesto, los inversores no sufrieron ninguna sustracción física o pérdida del control de su propiedad, sino que su perjuicio derivó de la pérdida de beneficios económicos. Ahora bien, el Tribunal Arbitral ignoró la práctica desarrollada internacionalmente de utilizar los impactos económicos sobre el inversor, o bien mediante la doctrina del único efecto o la de efectos mixtos, a la hora de decidir si se ha producido una expropiación indirecta. Sin una explicación convincente, el Tribunal optó por no utilizar ninguno de estos métodos a la hora de decidir sobre el control de los intereses de la propiedad. En su lugar, eligió un enfoque demasiado limitado, rechazando la demanda ante la ausencia de una acción gubernamental que implicara la

toma de control de los bienes del inversor, dejando al lado los efectos económicos de las acciones gubernamentales.

Si bien es posible que en futuras decisiones los Tribunales Arbitrales al amparo de la Carta de la Energía puedan alinearse más estrechamente con las tendencias generalizadas en la jurisprudencia internacional que admite de forma más generalizada la aplicación, al amparo del artículo 10 de la Carta, del concepto de expropiación indirecta, es mucho más probable que las demandas contra el Reino de España se formulen al amparo del artículo 10 (trato justo y equitativo), que analizaremos en el siguiente apartado.

La no existencia de un trato justo y equitativo al amparo del artículo 10 de la Carta de la Energía

El artículo 10 de la Carta de la Energía obliga a los países a tratar las inversiones de los extranjeros demandantes de forma justa y equitativa. Como el término trato justo y equitativo (*fair and equitable treatment*) no está definido en la Carta Europa, debe ser interpretado de acuerdo a la buena fe y de conformidad con el significado ordinario y normal que ha de darse según su contexto y a la luz del objeto y propósito del citado Tratado.

El principio de un trato justo y equitativo ha adquirido importancia en el arbitraje de inversiones como consecuencia del hecho de que otros principios tradicionalmente previstos en el derecho internacional pue-

¹⁶ Existen dos aproximaciones jurisprudenciales al concepto de expropiación indirecta. En primer lugar la doctrina del "único efecto", que analiza los efectos de la acción gubernamental en la propiedad del inversor extranjero para determinar si ha existido o no expropiación indirecta. O la doctrina del "efecto mixto", conforme a la cual hay que completar el análisis de la doctrina del único efecto con factores adicionales, en particular si está justificado que la acción gubernamental no requiera una compensación al inversor.

¹⁷ En particular, en el caso de *Tippets vs TAMS-AFFA Consulting En'rs of Iran*, y en el de *Starrett Hous.Corp. vs Islamic Republic of Iran*.

¹⁸ *Nydomb Synergetic Tc. Holding AB vs República de Latvia*. Caso número 118/2001, en la Cámara de Comercio de Estocolmo.

den no ser apropiados en las circunstancias de cada caso. Esto sucede particularmente cuando los hechos sobre la disputa no permiten apoyar de forma concluyente la alegación de la expropiación directa o indirecta, pero, sin embargo, existen circunstancias que permiten ser apreciadas bajo un principio diferente con la finalidad de proporcionar la adecuada reparación cuando los derechos del inversor han sido violados.

Resulta evidente que debido a que el papel del trato justo y equitativo cambia caso por caso, a veces no es tan preciso como sería deseable. Aún así, permite ser utilizado en ausencia de mayores rupturas de los principios tradicionales del derecho internacional. Como resultado de todo ello, el concepto de trato justo y equitativo se ha consolidado como un principio en sí mismo, distinto y separado de otros principios, aunque en muchas ocasiones relacionado, y por tanto asegurando que la protección a la inversión esté plenamente garantizada.

En base a estas consideraciones, los Tribunales Arbitrales en materia de arbitraje de inversiones han aplicado el principio del trato justo y equitativo para proteger derechos de los inversores afectados por una acción estatal inconsistente, una modificación arbitraria del marco regulatorio, o cuando se producen interminables cambios normativos en detrimento de la actividad del inversor y la necesidad de asegurar un marco legal estable y predecible, o una violación de las expectativas legítimas, las cuales requieren un tratamiento que no menoscabe o limite las expectativas básicas sobre las cuales el inversor extranjero ha decidido realizar su inversión.

En un reciente Laudo de 19 de diciembre de 2013, dictado al amparo de la Carta de la Energía ("*Institute of SCC, Case 116/2010, Anatolie and Gabriel Stati, Ascom Group*

S.A., Terra Raf Trans Trading Ltd v. Kazakhstan"), el Tribunal Arbitral acepta la demanda por entender que la acción estatal no ha respetado la obligación de aplicar un trato justo y equitativo al inversor internacional. Los argumentos de los demandantes son relevantes de cuál es el alcance de este concepto y sus consecuencias.

En efecto, los demandantes manifiestan, tal y como el Laudo recoge en su antecedente, que el Tribunal debe entrar a valorar la manera en que los estándares de trato justo y equitativo han sido interpretados y aplicados bajo el derecho internacional por los numerosos Tribunales internacionales de inversión que han analizado tal criterio en los últimos años, en la medida que hay una gran jurisprudencia arbitral extensa que ha ido concretando el significado de trato justo y equitativo, prohibiendo determinadas conductas del Estado receptor de las inversiones contrarias a dicho principio.

En concreto, según los demandantes, las conductas prohibidas como contrarias al trato justo y equitativo incluirían, entre otras:

- Actuaciones que vulneren las legítimas expectativas del inversor respecto de su inversión.
- Conductas que generen un marco legal y entorno empresarial impredecible e inestable.
- Conductas que vulneren las garantías procesales o que constituyan un impedimento para acceder a la justicia, entre las que se incluyen (pero no solo) incorrectos o indebidos procedimientos judiciales y administrativos.
- Interferencias en las relaciones contractuales.
- Actuaciones que traten al inversor o a la inversión de forma incongruente y ambigua o con falta de transparencia.
- No informar al inversor con la suficiente

antelación de los actos impeditivos que puedan afectar a su inversión.

- Actuaciones discriminatorias.
- Conductas de acoso o coercitivas, y
- Conductas de mala fe.

Señalan los demandantes que la jurisprudencia relativa a inversiones, incluyendo el asunto de Gestión de Residuos vs México, confirma que la lista mencionada proporciona una visión muy precisa de lo que se consideran conductas prohibidas. En concreto, la decisión adoptada en el caso de Tecmed vs México muestra cuál es la línea que, sobre trato justo y equitativo, más frecuentemente siguen y aplican los Tribunales, incluyendo CMS, Azurix, MTD, Occidental, LG&E, BG, y Suárez.

Dicha línea jurisprudencial dice expresamente:

"El principio de trato justo y equitativo exige a las partes contratantes que den a las inversiones internacionales un trato que no afecte a las expectativas básicas que fueron tenidas en cuenta por el inversor extranjero a la hora de decidir invertir. Así, el inversor extranjero espera que el país receptor actúe de forma consistente, lejos de toda ambigüedad y completamente transparente en sus relaciones con él, de forma que pueda conocer de antemano todas y cada una de las normas que regularán sus inversiones, así como los objetivos de las principales políticas, prácticas o directivas administrativas, para de esta forma poder planificar sus inversiones y cumplir con la ley. El inversor extranjero también espera que el país receptor actúe consistentemente, por ejemplo, sin revocar de forma arbitraria cualquier decisión o permiso que hubiera sido otorgado y sobre el que el inversor extranjero hubiera asumido sus compromisos y hubiera planificado y lanzado sus actividades comerciales. El

inversor extranjero también espera que el Estado use los instrumentos legales que rigen las actuaciones del inversor y sus inversiones de conformidad con el uso habitual de esos instrumentos, y no para privar al inversor de su inversión sin la correspondiente indemnización”.

Adicionalmente, los demandantes confirman que no es necesario que se hayan agotado todos los recursos internos del país para poder aplicar el principio de trato justo y equitativo. En particular, el agotamiento de los recursos del país es un factor que ayuda a determinar si el trato del Estado fue o no justo, pero no es un pre-requisito. En cualquier caso, este requisito (incluso si existiera) no se aplicaría en aquellos casos en los que utilizar los recursos del país sea en vano.

Las reclamaciones contra el Reino de España al amparo de la Carta de la Energía como consecuencia de la reforma del régimen especial de las energías renovables

La Carta de Energía otorga a los inversores internacionales tres opciones para las reglas y el foro para plantear un arbitraje al amparo de la Carta. Los inversores pueden elegir presentar su reclamación ante (i) El Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI), institución arbitral afiliada al Banco Mundial; (ii) un procedimiento *ad hoc* de arbitraje regulado por el Reglamento de Arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI), o (iii) el Instituto de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Estocolmo (SCC).

Teniendo en cuenta dichas previsiones, diversos fondos de inversión institucionales y compañías energéticas internacionales ya han anunciado que presentarán y, en algunos casos ya han presentado, demandas de arbitraje internacional contra el Estado Español por razón de las sucesivas reformas operadas en el régimen especial de las energías renovables. En tales arbitrajes, los demandantes están reclamando y reclamarán indemnizaciones en cuantías muy elevadas, como consecuencia de los recortes y modificaciones retroactivas que, a partir de diciembre de 2010, el Gobierno ha aprobado.

A efectos de analizar el alcance que pueden tener estos arbitrajes es importante tener en cuenta algunas consideraciones.

En primer lugar, resulta sorprendente que sea la segunda vez en la historia que la Carta de la Energía se invoca contra un país de Europa occidental, ya que, hasta ahora, la mayoría de las reclamaciones se habían dirigido contra los países que pertenecían a la ex Unión Soviética.

Igualmente cabe destacar que, aun cuando, como hemos podido analizar, ya existe una jurisprudencia que va paulatinamente consolidándose respecto al alcance de algunos principios, como el de trato justo y equitativo, resulta también evidente que el arbitraje relacionado con tratados de inversiones es un campo nuevo en el derecho internacional que solamente ha existido de manera sustancial durante apenas dos décadas.

En tercer lugar, en el arbitraje internacional, a diferencia de la jurisprudencia nacional y comunitaria, no existe la regla de *stare de-*

cis, incluso para cuestiones resueltas. Si bien los Tribunales Arbitrales en virtud de Tratados de Inversión están naturalmente influenciados por decisiones anteriores de tribunales similares, no existe una norma bajo el derecho internacional que requiera que las decisiones anteriores se les deban atribuir un significado o efecto vinculante. Por lo tanto, es posible guiarse por decisiones previas para poder evaluar los argumentos probables y su posibilidad de éxito, pero no es posible predecir con precisión como fallará un determinado Tribunal Arbitral.

Y, por último, también hay que tener en cuenta que los Tribunales en virtud de Tratados de Inversión, como la Carta de la Energía, habitualmente se componen de tres letrados internacionales que provienen de distintas culturas jurídicas. Los antecedentes individuales, diferencias culturales y relaciones de trabajo entre los tres miembros de un tribunal arbitral pueden también afectar de forma intensa cualquier cuestión a resolver en el futuro.

Como consecuencia de todo lo indicado, teniendo adicionalmente en cuenta que la reforma del régimen especial de las energías renovables ha tenido diversas fases, de distinto alcance y contenido, cabe concluir que el resultado de los arbitrajes internacionales iniciados contra el Reino de España al amparo de la Carta de la Energía presenta un grado muy elevado de incertidumbre. Y que, con total probabilidad, por las razones apuntadas previamente, no irá parejo, ni en cuanto al tiempo, desarrollo, argumentos, principios aplicables y resultado obtenido, a las decisiones que puedan adoptarse en el ámbito interno.

Conclusiones

A lo largo del presente trabajo hemos tratado de describir de forma sucinta los distintos principios jurídicos que tanto en el ámbito nacional como en el internacional van a ser utilizados para enjuiciar en procedimientos de diverso alcance y contenido, la licitud o ilicitud de la profunda reforma adoptada por el Gobierno español respecto al régimen especial de las energías renovables.

No cabe duda que todos estos principios (seguridad jurídica, confianza legítima, expropiación indirecta, trato justo y equitativo), parten de un tronco común en cuanto al bien que tratan de proteger, la defensa de los administrados, en nuestro caso inversores en instalaciones de energías renovables, ante previsibles conductas regulatorias que vulneren sus legítimas expectativas. Pero, lamentablemente, no deja de ser un tronco común que va contemplando como sus ramas cobran vida propia y van desarrollándose conforme a su propia naturaleza, influenciados por los distintos ámbitos territoriales en donde se mueven, nacional, comunitario o internacional y la naturaleza de los órganos encargados de su enjuiciamiento (Tribunales nacionales o europeos, Tribunales arbitrales).

Posiblemente sea muy pronto para valorar los impactos de esta proliferación, justificada en su origen, de mecanismos de resolución de conflictos, pero resulta, al menos chocante, que en un momento en el que las fronteras desaparecen en el comercio internacional y en el que los flujos de inversiones no obedecen a referencias nacionales, se desarrollen lentamente compartimentos estancos en el mecanismo de enjuiciamiento de las decisiones gubernamentales, que pueden llegar a discriminar en función de la nacionalidad de origen, y llegar, sin ninguna justificación, a resultados distintos según la nacionalidad del inversor.

Resultaría cuanto menos desconcertante para una racional aproximación económica y totalmente injusto desde una perspectiva jurídica, que por aplicación de los distintos principios que hemos venido analizando, en cada respectiva jurisdicción, un determinado tipo de inversores, en igualdad de comportamiento, tuviera amparo en cuanto a sus reclamaciones y otros no. ■

La Reforma del Mercado Eléctrico Europeo

Felipe Requejo Sigüenza

Socio - Líder Mundial Sector Utilities de Deloitte

Antecedentes

En el año 2010, el Consejo Europeo aprobó unos planes ambiciosos para la región, conocidos como los objetivos 20-20-20, que establecían:

- Una reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990.
- Un 20% de participación de recursos renovables en el consumo energético producido.
- Un 20% de reducción de consumo de energía primaria comparado con los niveles tendenciales.

Estos objetivos 20-20-20 representan un enfoque integrado de la política climática y energética que persigue luchar contra el cambio climático, aumentar la seguridad energética de la UE y reforzar su competitividad.

En un horizonte más lejano, para el 2050, los países de la Unión Europea han acordado reducir las emisiones de gases de efecto invernadero entre un 80% y un 95% respecto a los niveles de 1990. La consecución de esta reducción obligará a los 28 Estados

miembro a abordar medidas importantes de eficiencia energética en todos los sectores y lograr la casi total descarbonización del sector energético, aumentando el porcentaje de renovables en el *mix* energético e invirtiendo en mejoras en transformación y distribución eléctrica.

Para la consecución de estos objetivos, se han establecido unos retos intermedios a 2030:

- Una reducción del 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero.
- Una cifra superior al 27% de participación de recursos renovables en el consumo energético producido.
- Una cifra cercana al 30% de reducción de consumo de energía primaria comparado con los niveles tendenciales.

Las estimaciones actuales respecto al cumplimiento de los objetivos para 2020 son muy positivas, indicando una reducción del 24% de las emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990 (por encima del 20% propuesto), un 21% de cuota de las renovables en el *mix* energético (también superior al 20% objetivo) y

unos ahorros de energía del 18-19%, que, aun estando 1 o 2 p.p. por debajo del objetivo pretendido, significan un gran progreso.

Sin embargo, y ante el optimismo que nos puede producir los resultados obtenidos, no hay que olvidar que todas estas políticas estaban sujetas a la consecución de otros objetivos igual de importantes para la Unión Europea como son: **la seguridad de suministro y el disponer de un coste de energía competitivo.**

Es relativo a estos puntos donde se encuentran los mayores problemas, y en donde las medidas adoptadas para conseguir los objetivos anteriores no han sido totalmente acertadas. Por lo tanto, es conveniente reflexionar sobre lo sucedido en el pasado, con el objetivo de aprender de los errores cometidos y encaminar adecuadamente las futuras actuaciones en el ámbito de la energía a nivel europeo.

Situación actual - Modelo energético

La no siempre adecuada aplicación de acciones y la gestión de las mismas en los diferentes países de la Unión Europea, nos

ha llevado a una situación “energética” compleja y no prevista para las economías europeas. Entre los síntomas que caracterizan nuestra situación energética podemos resaltar los siguientes:

1. El precio de la energía se ha disparado

Las facturas de energía están creciendo rápidamente. Entre 2008 y 2012, los costes de energía y de suministro se redujeron en un 4%, y los impuestos, gravámenes y otros cargos, por el contrario, aumentaron hasta en un 31%, acabando de esta mane-

ra con cualquier beneficio derivado del funcionamiento de los mercados mayoristas.

Para los consumidores industriales, el componente de impuestos e incentivos aumentó hasta en un 127% durante ese mismo período de 2008 a 2012, con el consiguiente impacto en su competitividad y en su posición de mercado.

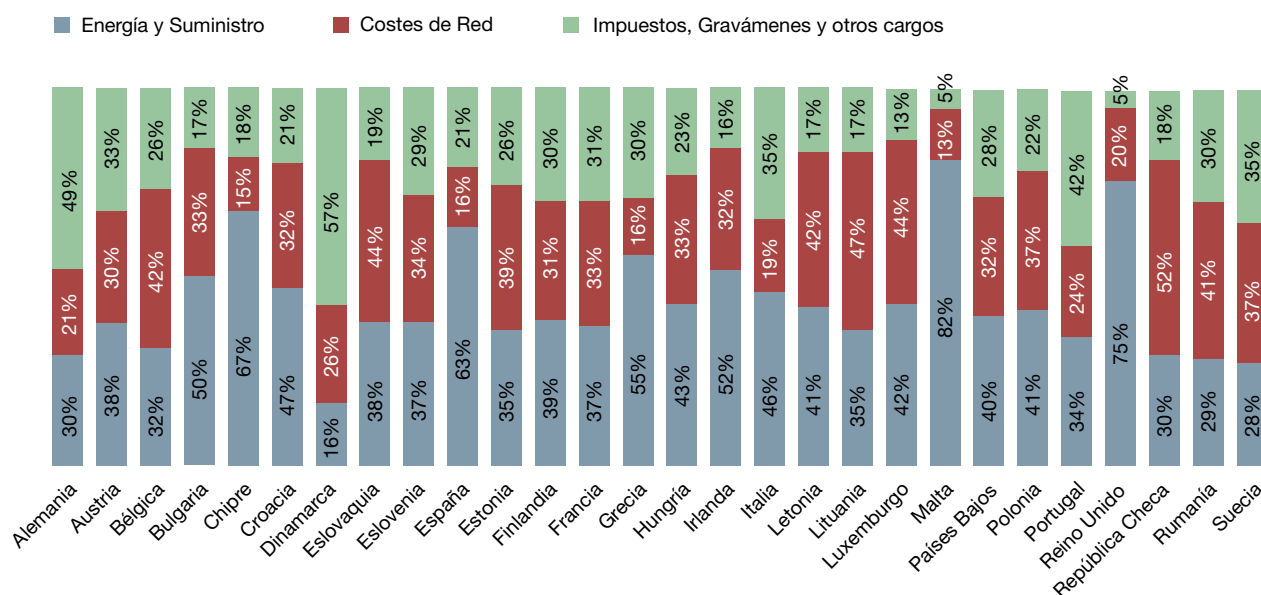
2. Nuestra dependencia energética ha seguido en aumento

La alta dependencia energética de la UE, hasta el momento, no ha logrado reducir-

se con las políticas energéticas aplicadas. La seguridad de suministro es un problema aún mayor hoy en día de lo que era en 2005, a pesar del impacto que la crisis financiera ha tenido en la demanda.

Por un lado, la demanda mundial de energía está creciendo y, según las previsiones, aumentará en un 27 % de aquí a 2030. Por otro, la producción energética interna de la UE disminuyó en casi una quinta parte entre 1995 y 2012. En la actualidad, más del 50 % de las necesidades energéticas de la UE están cubiertas por proveedores externos: en 2012, alrededor del 90 % del

Figura 1. Cuota de los componentes del precio residencial por país de la UE-28 en 2013.



Fuente: Eurostat. Electricity prices components for domestic consumers. Banda DC: 2.500 kWh < Consumption < 5 000 kWh

Nota: hay diferencias significativas en la forma en que los Estados miembro categorizan ciertos tipos de cargos. En el epígrafe de los costes de energía y suministro, por ejemplo, no siempre se designa el mismo conjunto de cargos y actividades en cada país. Es importante tener estas inconsistencias en cuenta al considerar los datos, ya que complican la tarea de comparar el desglose de los precios de los Estados miembros. Para tomar el ejemplo más sobresaliente, la parte de la factura de la luz en relación con el apoyo a la generación de energía renovable se considera de distinta manera: como la energía y el coste de suministro (Bélgica, Reino Unido, España), como parte de los costes de red (República Checa, Eslovaquia, Dinamarca), o más comúnmente, como un gravamen (Austria, Alemania, otros Estados miembro).

Figura 2. Evolución de la dependencia de la energía importada por tipo de combustible en UE-28

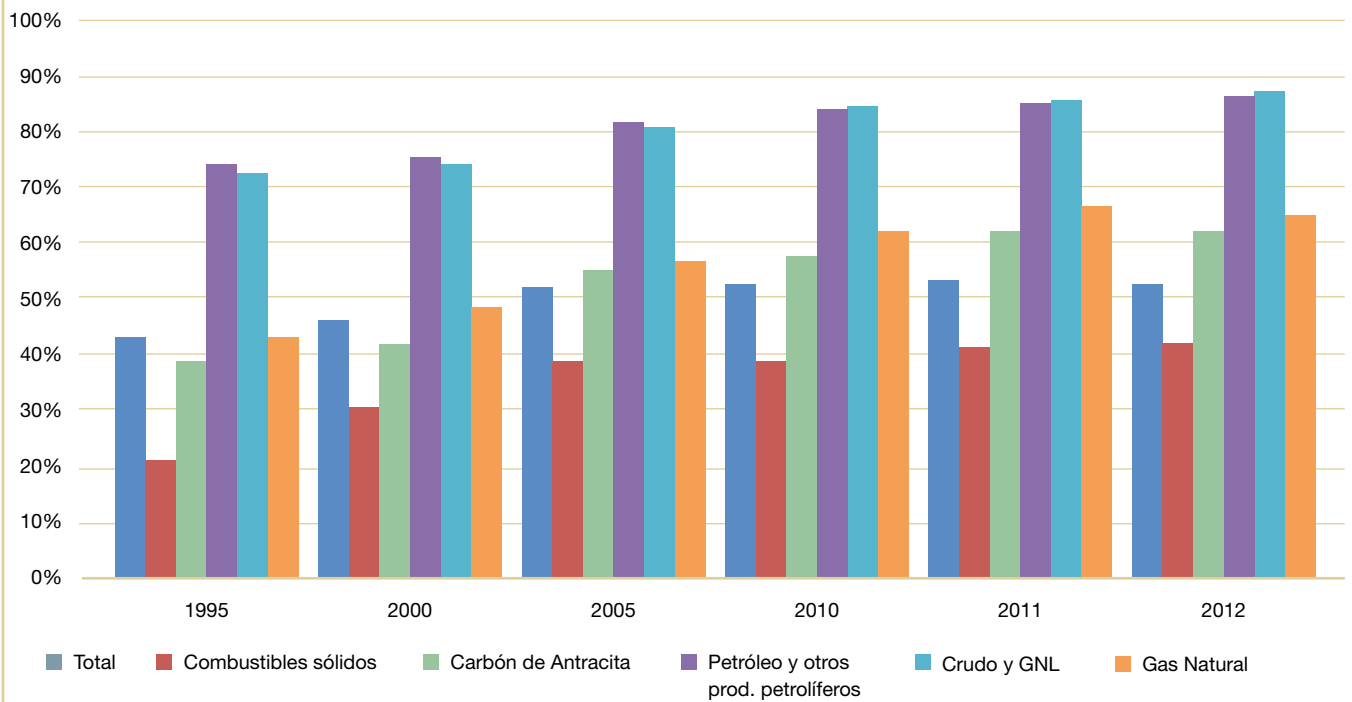


Figura 3. Baseload spot day ahead (€/MWh)

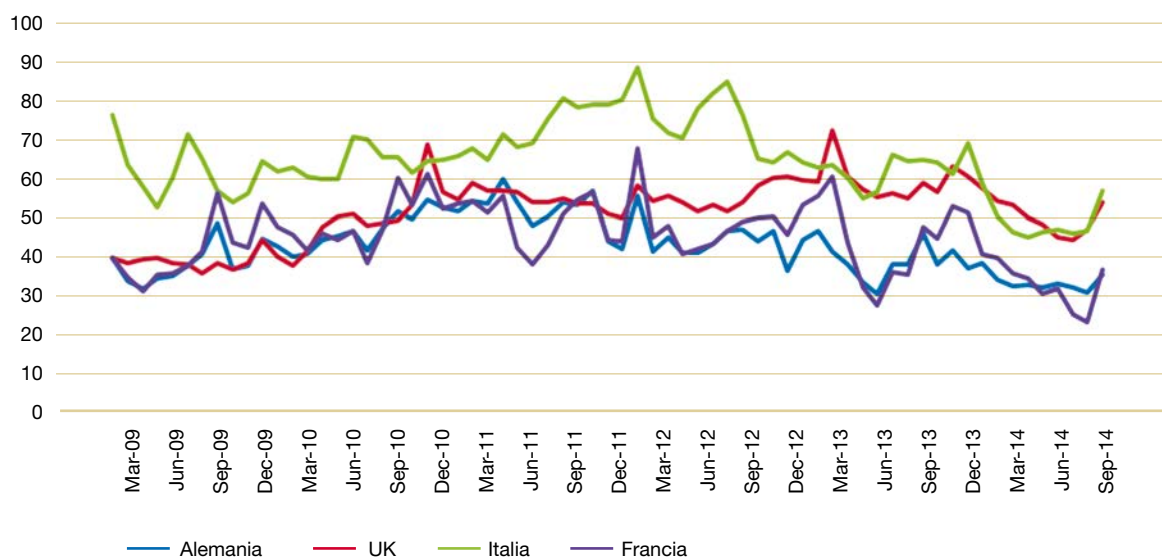


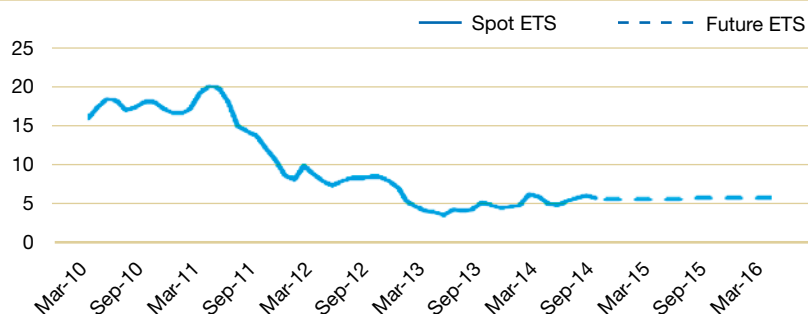
Figura 4. Evolución del Clean Spark y Dark Spark (€/MWh)

Fuente: Bloomberg

petróleo, el 66 % del gas y el 42 % de los combustibles sólidos consumidos en la UE fueron importados, lo que supone una factura de más de 1.000 millones de euros al día. Esto eleva la dificultad para garantizar unos flujos de energía ininterrumpidos y unos precios estables.

3. Nuestros mercados eléctricos se han deteriorado

La capacidad a gran escala de energías renovables ha bajado los precios de mercado a mínimos históricos, reduciendo a su vez los márgenes de la generación a partir de combustibles fósiles. Los precios de electricidad mayorista han disminuido significativamente en los últimos 2 a 3 años en la mayoría de los mercados europeos.

Figura 5. Evolución del precio del CO₂ (€/Tn)

Además, un mercado de carbono que no ha respondido a las expectativas que se tenían, ha dejado fuera de mercado un combustible limpio, como el gas, y ha favorecido el carbón (con el precio del carbono por debajo de 6€ por tonelada frente a un precio de conmutación del carbón al gas en un rango de 17€ a 28€ por tonelada de CO₂, es más caro quemar gas que carbón).

Esta situación de ineficiencia en el mercado de CO₂, se debe, entre otros motivos, a que la sobreasignación del Sistema Europeo de Comercio de Emisiones (ETS) ha generado excedentes de crédito de carbono.

Figura 6. Comparativa Clean Spark, Clean Dark y precio de conmutación

	Clean Spark (€/MWh)		Clean Dark (€/MWh)		Switching Price (€/tCO ₂)	
	Spot	Futures	Spot	Futures	Spot	Futures
Alemania*	-5,8	-14,3	5,7	9,1	17,6	27,9
Reino Unido*	19,2	8,3	21,0	34,7	12,8	29,7

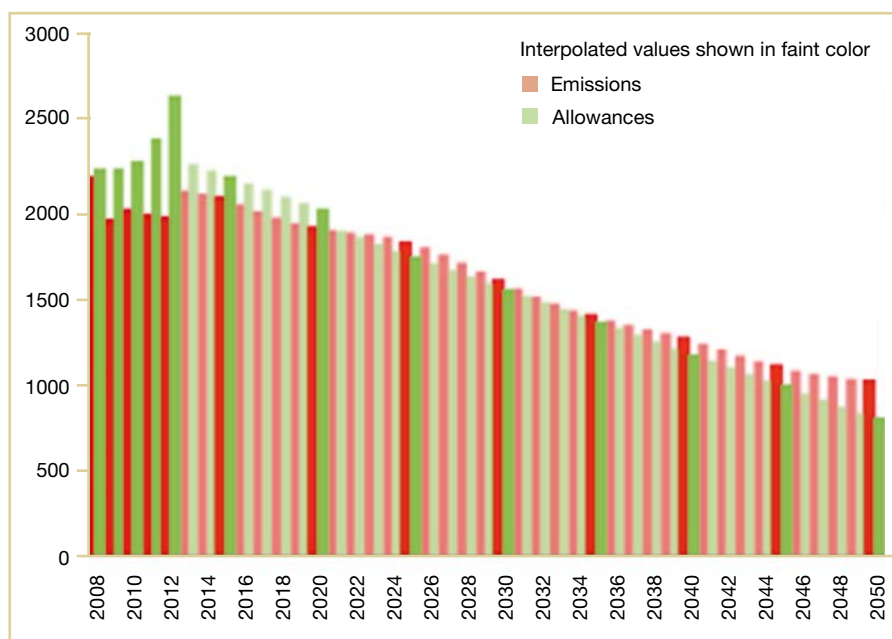
*Alemania, 2015 calendar contract; Reino Unido, summer 2015 contract

Según nuestra visión, este excedente no parece que vaya a mostrar signos de reducción en los próximos años. La previsión es que esta situación se mantendrá hasta el 2020 y luego comenzará a descender.

Las emisiones de CO₂ están aumentando: +2,4% de emisiones de CO₂ verificadas en la UE (2011-2012)

Fuente: REE

Figura 7. Proyección de los permisos disponibles y las emisiones de GEI del ETS



Situación actual – Las empresas eléctricas

Las actuaciones llevadas a cabo también han tenido impactos no esperados sobre el mercado eléctrico, produciendo un descenso significativo en la rentabilidad de las empresas eléctricas europeas, un deterioro de sus ratios de deuda neta a Ebitda y obligándolas a desinvertir activos de generación.

Las compañías han registrado unas pérdidas contables significativas en 2012 y 2013, derivadas de ajustes en la valoración de los activos para adaptarlos a su valor de mercado.

El desarrollo de generación a partir de fuentes renovables, por ejemplo, no se ha considerado de modo adecuado dentro de la planificación energética y en base a las señales que emitía el mercado. Esto

ha provocado un excedente de capacidad y, adicionalmente, *mix* de generación que produce precios de electricidad “poco competitivos”. Este exceso de capacidad ha sido uno de los motivos que ha provocado que, en los últimos tres años, compañías eléctricas europeas hayan parado 51 GW de modernos activos de generación a partir de gas, equivalentes a la capacidad de Bélgica, República Checa y Portugal. En opinión de las empresas de Utilities europeas no habrá necesidad de construir nueva capacidad (fósil o nuclear) hasta el año 2025, excepto en el Reino Unido y en Polonia.

Para compensar la debilidad del entorno de mercado, las compañías energéticas han reaccionado emprendiendo diferentes acciones dirigidas a mantener una adecuada gestión de la compañía, tanto a la hora de seleccionar las inversiones como mediante el establecimiento de políticas financieras estrictas, procurando, a su vez, mantener políticas sostenibles de retribución a los accionistas.

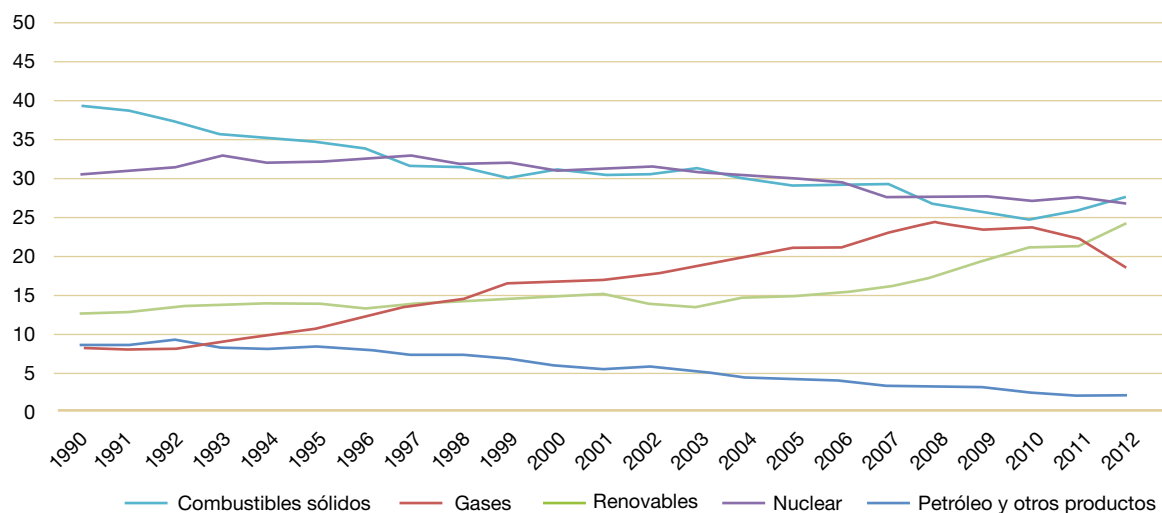
Las empresas del sector en Europa han abordado en los últimos años, y planean continuar haciéndolo, planes de mejora de la eficiencia y reducción de costes, que incluyen inversiones recurrentes en mantenimiento y mejora de instalaciones para aprovechar las plataformas existentes y mejorar la rentabilidad, optimización de la flota térmica, implantación de medidas de eficiencia para seguir mejorando la relación entre los gastos operativos netos y el margen bruto, renegociación de los contratos de suministro de gas, reducción de los costes financieros, control de gastos operativos... También han emprendido programas de innovación, que les permitan posicionarse adecuadamente para capturar o desarrollar nuevos servicios en relación con la transición energética.

Otra de sus prioridades ha sido tratar de mejorar su fortaleza financiera, reduciendo

Figura 8. Pérdidas registradas por las compañías derivadas de ajustes en la valoración de activos en 2012 y 2013

Compañía	Pérdidas registradas (en bn €)
ENEL	3,3
E.ON	3,3
GDF Suez	17,5
Iberdrola	2,1
RWE	6,9
Vattenfal	4,2

Figura 9. Generación de electricidad bruta por tipo de combustible en la UE-28 – 1990-2012 (en % de cuota sobre el total)



Fuente: Eurostat

sus niveles de deuda y rebajando sus ratios de apalancamiento, mediante ventas selectivas de activos y asociaciones con fondos de inversión para invertir en mercados de rápido crecimiento.

Y, por último, abrir nuevas vías de crecimiento, aunque manteniendo un perfil de riesgo equilibrado, tanto a través de inversiones selectivas en renovables y redes, como potenciando la internacionalización de sus actividades en países con regulación predecible y estable.

Situación actual – Una visión más detallada por país

Alemania:

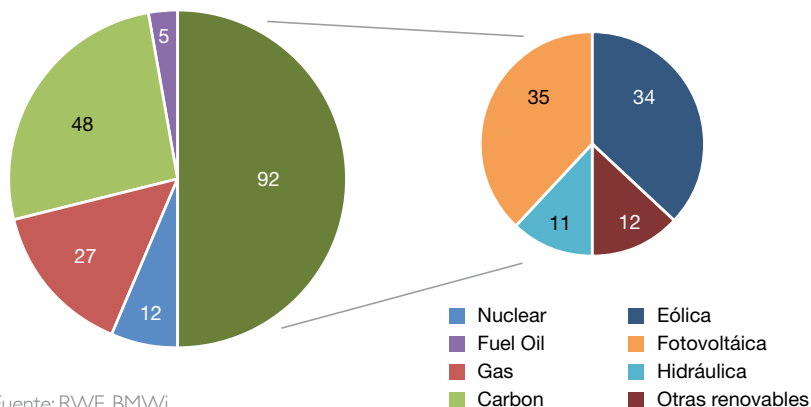
El mercado energético alemán, el más grande de Europa por capacidad instalada, ha experimentado en la última década cambios fundamentales, impulsados por la continua expansión de las energías renova-

bles y la abrupta decisión de eliminar gradualmente la energía nuclear, una de sus piedras angulares, para el año 2022, tras el incidente de Fukushima en 2011.

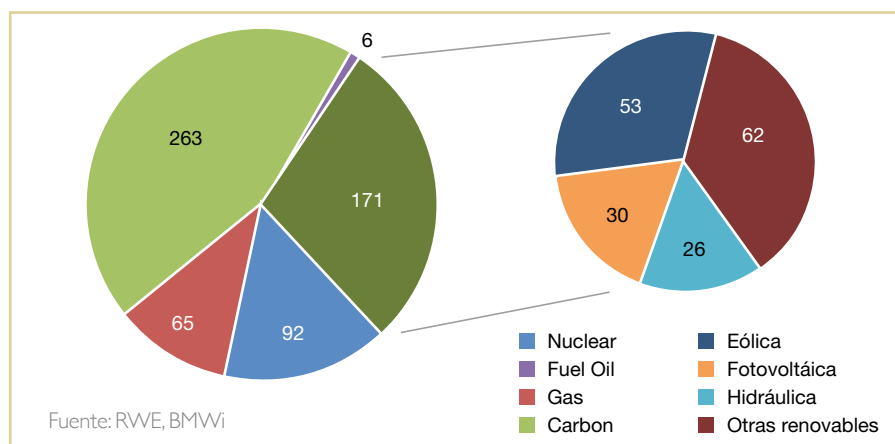
El carbón es la principal fuente de generación de electricidad (44% de la generación

producida), seguida de las energías renovables (29%) y la energía nuclear (15%). Entre 2008 y 2012, la capacidad de generación en Alemania aumentó en 26,7 GW, principalmente por fotovoltaica y eólica. Y en ese mismo periodo, la capacidad a partir de carbón y gas también aumentó.

Figura 10. Capacidad eléctrica en Alemania - 183 GW (2013)



Fuente: RWE, BMWi

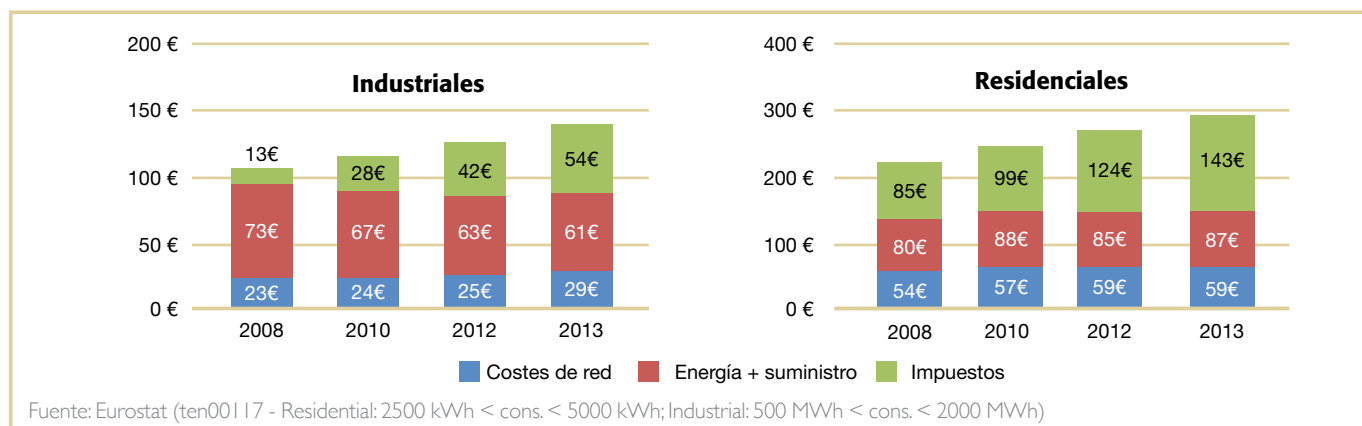
Figura 11. Generación eléctrica neta en Alemania - 596 TWh (2013)

Los precios residenciales de electricidad son los segundos más altos de la Unión Europea (tras Dinamarca), situándose un 45% por encima de la media del EU-28, y

los precios industriales son los cuartos, un 21% por encima de la media, aunque son un 50% más bajos que los del mercado residencial. En los últimos 5 años, ambos

precios han experimentado fuertes incrementos (32% y 33% respectivamente), debido principalmente a impuestos y recargos, incluyendo los subsidios al desarrollo de renovables (EEG). Aunque la fotovoltaica generó un 17% de la energía renovable en 2013, este tipo de energía representó el 53% de los EEG, tres veces más que los eólicos (18%) y dos veces más que la biomasa (26%) en el mismo período. Esta situación, teóricamente, podrá ser mejorada con el CAP flexible que se puede aplicar a los EEG para las nuevas capacidades de generación en renovables.

Entre 2010 y 2011, el Gobierno alemán aprobó sus objetivos energéticos y climáticos a largo plazo, con objetivos intermedios para hacer el seguimiento, estableciendo (figura 13):

Figura 12. Precios minoristas para consumidores en Alemania (€/MWh)**Figura 13.**

	Objetivos	2020	2030	2040	2050
Eficiencia Energética	Reducción del consumo de energía primaria, respecto al año 2008	20%			50%
	Reducción de consumo de electricidad, respecto a 2008	10%			25%
	Reducción del consumo de energía final en el sector transporte, respecto a 2005	10%			40%
EERR	Cuota de energías renovables en consumo de electricidad	35%	50%	65%	80%
	Cuota de energías renovables en consumo final de energía	18%	30%	45%	60%
GEI	Reducción de GEI, respecto a 2009	40%	55%	70%	80% - 95%

Estos objetivos se fijaron antes de tomar la decisión de eliminar gradualmente la energía nuclear para el año 2022 tras el incidente de Fukushima. Sin embargo, el Gobierno decidió no ajustar estos objetivos, sino potenciar medidas complementarias para lograr su cumplimiento, en particular acelerando el desarrollo de las energías renovables y de la red eléctrica, y de medidas de eficiencia energética.

Esto supone importantes retos en la política energética alemana, entre los que podemos citar los siguientes:

- La estabilización de los precios de la electricidad sobre todo en el mercado residencial.
- En este sentido, aplicar de modo eficiente los *cap flexibles* para los EEG asociados a las energías renovables.
- Acometer de modo rápido y eficiente económicamente la extensión de la red eléctrica, debido a las necesidades que surgen en la misma, derivadas de la generación distribuida y el incremento de porcentaje de capacidad de generación en el norte.
- Será necesario definir el futuro papel del gas y el carbón en el *mix* energético y reforzar sus esfuerzos en la reducción de sus emisiones de CO₂ si se quieren alcanzar los objetivos previstos.
- Será necesario rediseñar los mercados eléctricos con soluciones:
 - para rentabilizar el coste de las inversiones necesarias en tecnologías no renovables, facilitando la seguridad de suministro de electricidad;
 - para gestionar el mercado en el corto plazo de modo que permita balancear y

equilibrar la volatilidad de la oferta (cada vez mayor, derivada de la penetración de las renovables) y la demanda.

Bélgica:

Bélgica es uno de los países de la Unión Europea más dependientes energéticamente. En 2012 la dependencia energética de este país fue del 74%. Aunque esta dependencia se ha reducido para el carbón desde 1990, para el gas casi se ha duplicado, debido a la creciente importancia de este componente en el *mix* energético.

El 87% de la electricidad generada en 2013 provino de la nuclear (57%) y del gas (29%). Las renovables generan menos del 7% a pesar de representar un 34% de la capacidad.

En relación a los precios de la electricidad (relacionados con los mercados franceses y alemán, Powernext y APX, para el mercado mayorista e indexados al precio del carbón y del gas para el minorista), los subsidios y los incentivos a las energías renovables, principalmente, han contribuido a aumentar los precios de la electricidad para las PYMES y los consumidores (un 13% entre

Figura 14. Capacidad eléctrica en Bélgica - 20,6 GW (2013)

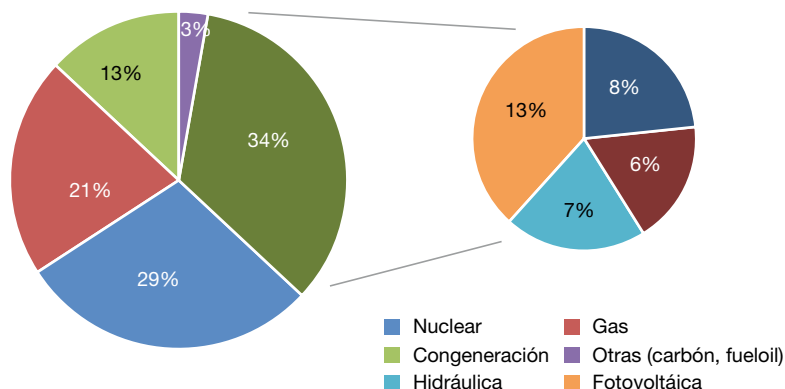


Figura 15. Generación eléctrica neta en Bélgica - 70 TWh (2013)

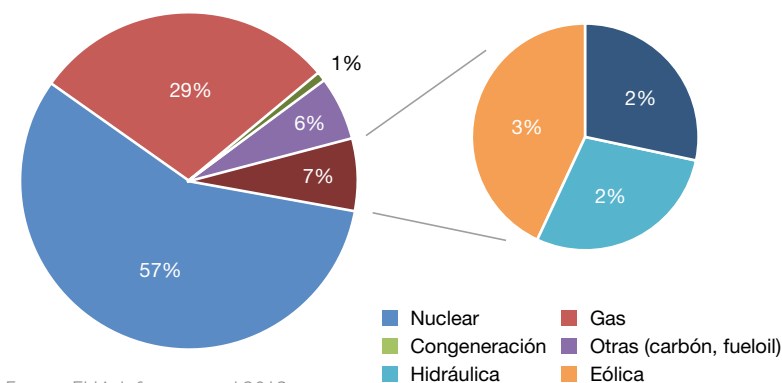
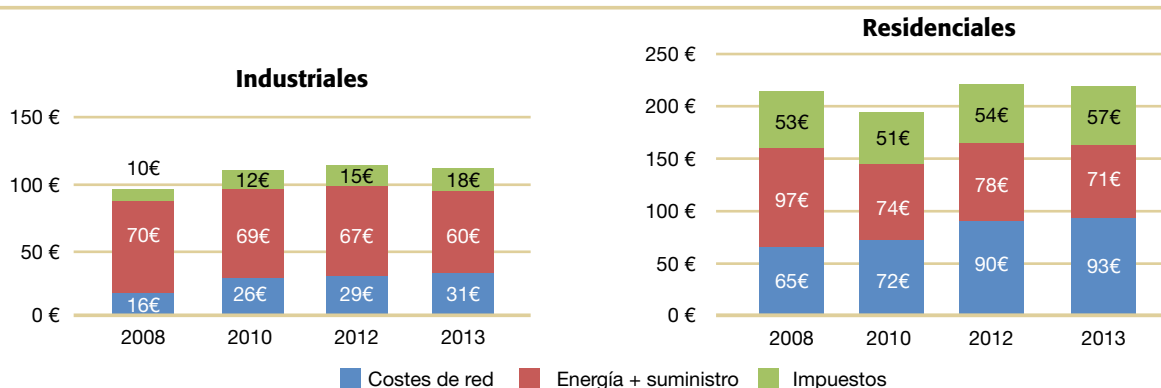


Figura 16. Precios minoristas para consumidores en Bélgica (€/MWh)

Fuente: Eurostat (ten00117 - Residencial: 2500 kWh < cons. < 5000 kWh; Industrial: 500 MWh < cons. < 2000 MWh)

2010 y 2012), situándose como los quintos más altos en la UE.

Los próximos años serán cruciales para definir el futuro energético de Bélgica. Este país ha sido capaz de poner en marcha una ambiciosa política, proactiva en las energías renovables, y ha aceptado objetivos exigentes para las emisiones de gases de efecto invernadero (-15% en 2020 con respecto a 2005) y las energías renovables.

Así, en 6 años debe aumentar un 6% su generación a partir de fuentes renovables si pretende alcanzar su objetivo de generar un 13% a partir de energías limpias en 2020, y aumentar en más de 3GW su capacidad para llegar a los 10GW fijados como objetivo para 2030. Sin embargo, las dificultades para mantener las tendencias de desarrollo (debido principalmente a los altos costes —el apoyo público ya supone 21 €/MWh) y la incertidumbre acerca de alcanzar el objetivo de eficiencia energética ponen en peligro dicho objetivo.

Adicionalmente, su estructura política no favorece el ordenado desarrollo de la generación renovable. Bélgica cuenta con una estructura institucional interna compleja

y las competencias en materia de política energética se comparten entre el gobierno federal y las tres regiones (Flandes, Valonia y Bruselas Capital). A pesar de que tanto las tres regiones como el Gobierno federal han sido activos en la promoción de las energías renovables, no lo han hecho de forma conjunta, lo que ha provocado la fragmentación del mercado de certificados verdes. Esto refleja la necesidad de seguir trabajando en estrechar la coordinación entre los niveles regionales y federales con el fin de aumentar la eficiencia política y reguladora para el desarrollo de las renovables.

Otra de las áreas de foco en los próximos años será la gestión de su dependencia energética de un modo sostenible y que ayude a la competitividad de su economía. Esta dependencia, que es total para los combustibles fósiles desde 1992 (los cuales representan más del 70% del consumo de energía), se ha extendido a la electricidad en los últimos años. No está claro si el cierre previsto de todas las plantas nucleares para el año 2025 podría ser absorbido a precios asequibles, garantizando al mismo tiempo la seguridad y la competitividad de la industria, y logrando los objetivos climáticos. Las consecuencias en costes y en

emisiones de carbono de una mayor dependencia planificada de las importaciones de gas deben evaluarse cuidadosamente.

En este sentido, la seguridad de suministro eléctrico se ha convertido en un problema relevante debido al incremento de la demanda, la alta dependencia energética y la falta de capacidad de interconexión (proyecto ALEGrO en curso para la interconexión Bélgica – Alemania, que estará operativa para 2019). Adicionalmente, la interrupción temporal no planificada de tres reactores nucleares desde mediados de 2014 (que representan la mitad de la capacidad instalada nuclear) junto con el cierre previsto para 2015 de las dos plantas nucleares más antiguas (que suman casi 1GW) y otros cierres adicionales ya anunciados (Ruien 5 y 6 y Awirs 5) reducirá la capacidad de generación de Bélgica. Por otra parte, las importaciones procedentes de Francia pueden verse afectadas, ya que Francia también se enfrenta a problemas de seguridad. Por tanto, el riesgo en la seguridad de suministro en esta región es bastante elevado.

La eficiencia energética, aunque ha mejorado levemente en los últimos años, sigue

siendo baja en relación a sus países vecinos, por lo que no parece que se vaya a conseguir la reducción del 18% propuesta para 2020.

España:

En las dos últimas décadas, el sector eléctrico español ha sufrido una enorme transformación: la demanda de electricidad y la oferta energética se han más que duplicado (aunque la demanda en los últimos años, a raíz de la crisis económica acontecida, está teniendo una tendencia descendente), se ha producido un cambio radical en el *mix*

de generación eléctrica, que ahora cuenta con una fuerte presencia de energías renovables y de ciclos combinados de gas, se ha realizado la liberalización del mercado, han aparecido nuevos actores, etc.

Las energías renovables han crecido rápidamente en los últimos diez años, representando actualmente más de la mitad de la potencia instalada (54%) y de la electricidad generada (53%) para los consumidores. La capacidad instalada de energía eólica y solar fotovoltaica fueron respectivamente 23 y 4,6 GW en 2013 (25,5% de la

capacidad eléctrica), generando el 20% y el 3% de la electricidad total.

Los combustibles fósiles representan casi el 30% de la producción de electricidad. Las centrales nucleares generan el 21% de la electricidad, con algo más del 7% de la capacidad.

En 2013, los precios minoristas para usuarios industriales fueron de 121 €/MWh, ligeramente por debajo de la media europea (125 €/MWh). Los precios aumentaron un 12% entre 2008 y 2012, provocado principalmente por el aumento del 60% de los costes regulados, aunque en 2013 estos costes bajaron más del 50%.

En 2013, para los grandes consumidores industriales, la ponderación estimada de los impuestos y otros costes de políticas públicas fue el 26% del precio medio en España. Las empresas industriales españolas de tamaño medio experimentaron, entre el segundo semestre de 2007 y el primer semestre de 2013, un aumento de los precios ligeramente superior al registrado en la UE-27 e inferior al registrado en algunos países, como Alemania. Por otra parte, los precios en España siguieron siendo más altos para los consumidores industriales que en otros muchos países, especialmente Francia.

En 2013, los precios minoristas para clientes residenciales alcanzaron los 228 €/MWh, que es superior a la media europea (200 €/MWh). Los precios aumentaron un 46% entre 2008 y 2012, provocado por unos costes regulados más altos (155% mayores en 2012 respecto a 2008) y unos impuestos también más elevados (+75%). En 2013, estos costes regulados disminuyeron más del 60%.

En 2013, la ponderación estimada de los impuestos, gravámenes y otros costes de

Figura 17. Capacidad eléctrica en España - 108 GW (2013)

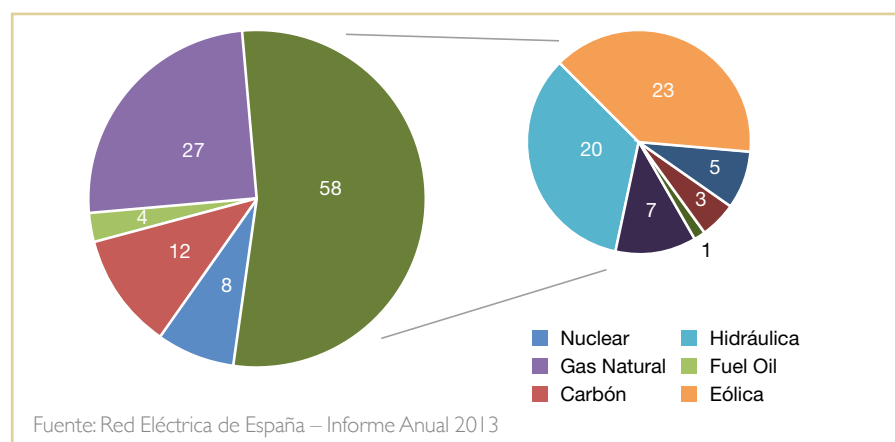


Figura 18. Generación eléctrica neta en España - 274 TWh (2013)

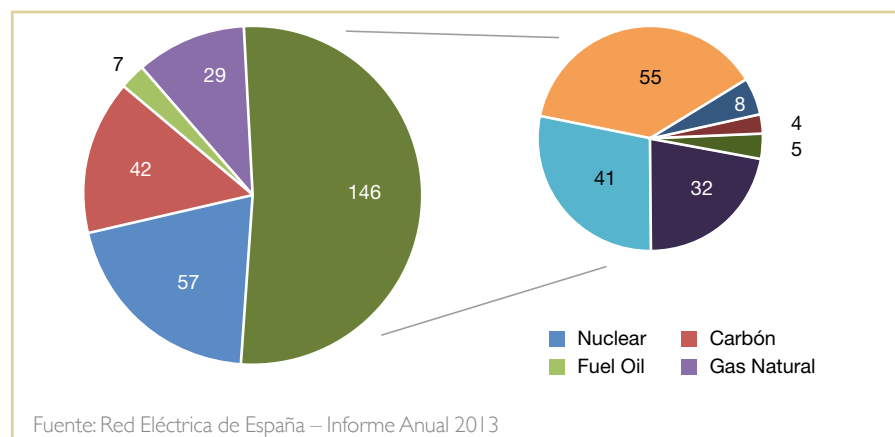
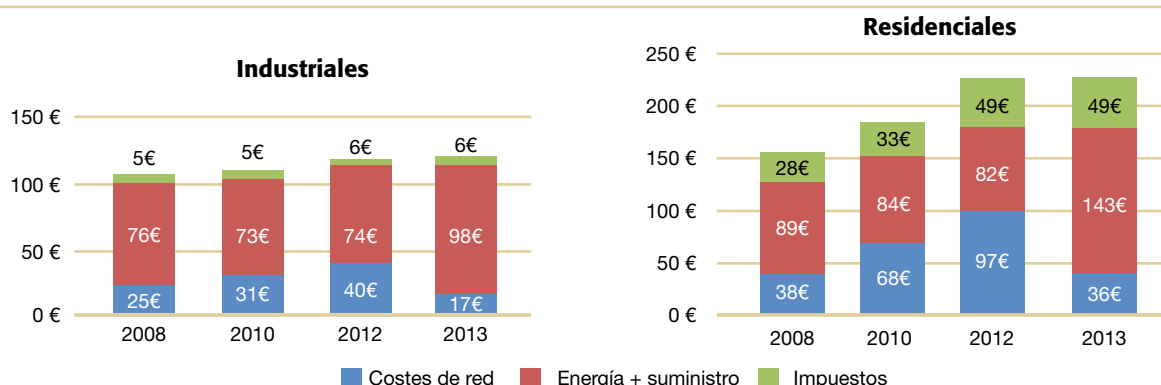


Figura 19. Precios minoristas para consumidores en España (€/MWh)

Fuente: Eurostat (ten00117 - Residencial: 2500 kWh < cons. < 5000 kWh; Industrial: 500 MWh < cons. < 2000 MWh)

Nota: como se mencionó anteriormente, en la metodología del Eurostat, los costes de red incluyen costes de políticas públicas, además de los costes de los servicios de distribución y transporte.

políticas públicas supuso un 51% del precio medio en España para consumidores domésticos. Desde el segundo semestre de 2007 hasta el primer semestre de 2013, los precios para los consumidores domésticos españoles aumentaron un 59,1%; como consecuencia de ello, los precios españoles pasaron de ser ligeramente inferiores a la media de la UE en el segundo semestre de 2007, a estar por encima de ella en el primer semestre de 2013.

Los objetivos de Energía y Clima establecidos por España para el año 2020 son una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 21% para los sectores afectados por el régimen de comercio de derechos de emisión y del 10% para los sectores no-ETS, ambos respecto a los niveles de 2005; una participación del 20,8% de energías renovables en el consumo final de energía; y una reducción de un 26,4% del consumo de energía primaria en comparación con la alternativa sin cambios.

Debido a la situación económica, las emisiones de gases de efecto invernadero están actualmente por debajo de los objetivos

para 2020, y en 2012, España estaba a punto de alcanzar su meta de 2020 para el consumo de energía primaria (119,9 Mtep). Pero si se produce la esperada recuperación económica, será necesario implantar políticas de eficiencia energética y medidas de reducción de GEI adicionales. Respecto a las EERR, España parecía estar en su camino para alcanzar el objetivo, con alrededor de 70% de la meta ya alcanzada. Sin embargo, los cambios recientes en los apoyos a las energías renovables introducen incertidumbre para las inversiones futuras.

A nivel regulatorio, en los últimos años, se han llevado a cabo una serie de reformas para contribuir a mejorar la sostenibilidad del sistema energético. En concreto, los objetivos de la Ley 24/2013 del sector eléctrico, aprobada el pasado diciembre, son asegurar la estabilidad financiera y eliminar el déficit tarifario, reducir costes a través de medidas regulatorias, y ajustar las remuneraciones a la inversión y operación a rentabilidades razonables.

Sin embargo, las políticas actuales se centran en la reducción del déficit de tarifa, y

no se han definido políticas en el sector de la energía más allá de 2020, lo que refleja la necesidad de una mejor planificación en el largo plazo, llevar a cabo actividades de modelización con el objetivo de investigar los impactos económicos, sociales y ambientales de las políticas de energía y establecer planes de trabajo para reducir la incertidumbre para los inversores.

De cara a cumplir los compromisos adquiridos, tanto para 2020 como los adquiridos a nivel UE para el 2030, el sector eléctrico español debe acometer una serie de reformas:

- Perfeccionar los mercados eléctricos al objeto de asegurar la viabilidad técnica y económica del parque de generación.
- Trabajar conjuntamente con el Gobierno para conseguir reforzar las interconexiones con Europa, como elementos imprescindibles para optimizar la integración de las renovables en el mercado europeo en términos de coste, seguridad de suministro y sostenibilidad medioambiental.
- Eliminar el déficit tarifario acumulado.

- Encontrar nuevas formas de promover el desarrollo de energías renovables y conseguir el apoyo financiero necesario para las inversiones requeridas.
- Acometer el desarrollo a medio plazo de la generación distribuida dentro del sistema, que incrementará la eficiencia energética y sostenibilidad medioambiental, asegurando la sostenibilidad técnica y económica del sistema.

Francia

Francia es el segundo país de la UE en capacidad de generación instalada y el segundo con el *mix* energético “menos carbonizado”, dominado principalmente por la energía nuclear y, en menor medida, por la energía hidroeléctrica.

En 2013, la nuclear representaba un 49% de la capacidad de generación (63GW) y producía un 73% de la electricidad (402TWh). Las renovables generaron un 19%, de los cuales el 74% provenía de la hidráulica. La energía eólica y la solar tenían una capacidad instalada de 8,1 GW y 4.3 GW respectivamente y generando un 3% y un 1% de la electricidad. El principal inconveniente de dicho *mix* se encuentra en que es un sistema corto para acometer situaciones de pico de demanda.

Los precios de la electricidad son muy competitivos, estando para los clientes industriales ligeramente por debajo de la media europea, mientras que los precios para el mercado residencial se encuentran muy por debajo de la media europea.

No obstante, este escenario de precios sufrirá incrementos importantes en los próximos años, derivados de las necesidades de cambio en su *mix* de generación, así como por las inversiones a realizar en la red eléctrica.

Figura 20. Capacidad eléctrica en Francia - 128 GW (2013)

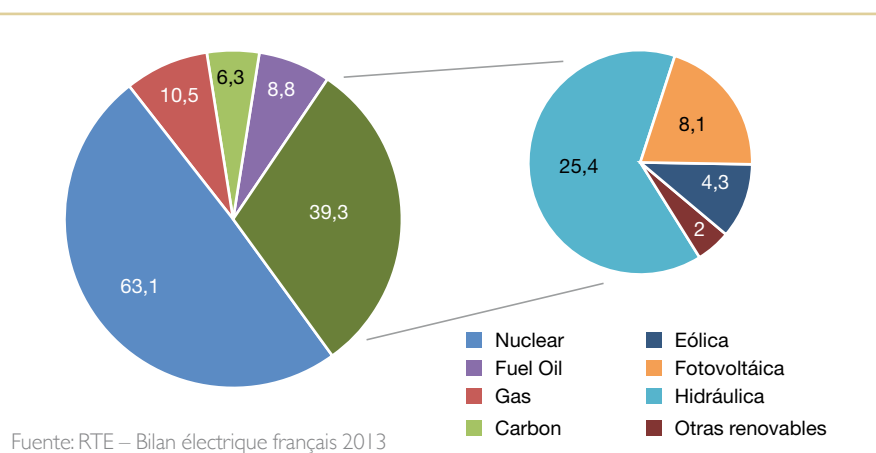
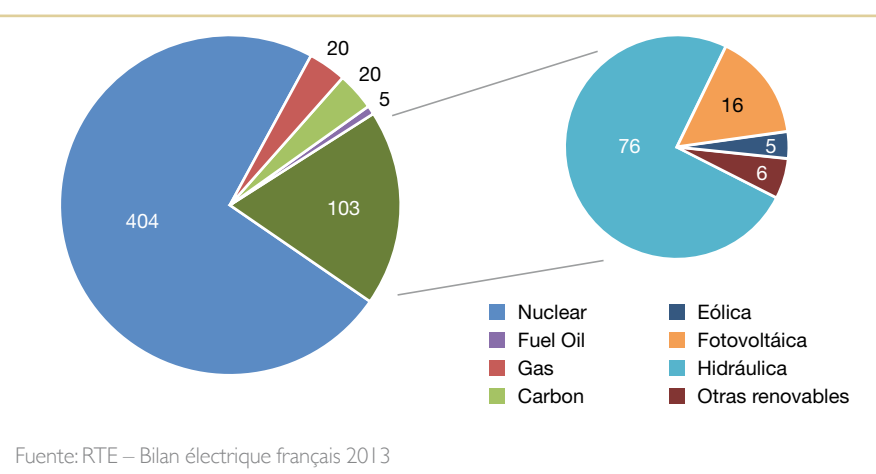


Figura 21. Generación eléctrica neta en Francia - 551 TWh (2013)



A día de hoy, Francia no ha definido su *mix* energético para 2030 y posteriores, sin embargo, anuncios recientes del Gobierno indican como una opción considerada la combinación del 50% de energía nuclear, 40% de energías renovables y 10% de combustibles fósiles. Actualmente está en elaboración una ley, que será votada a finales de este año, que incluye las siguientes disposiciones:

- reducción de la producción de energía nuclear del 75% al 50% para el año 2025;

- reducción del consumo de hidrocarburos en un 30% en 2030;
- dividir por 4 las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2050;
- reducir el consumo de energía en un 50% para el año 2050.

La vida útil de las centrales nucleares, actualmente de 40 años, se alcanzará entre 2020 y 2035 para la mayoría de las

Figura 22. Precios minoristas para consumidores en Francia (€/MWh)

Fuente: Eurostat (ten00117 - Residencial: 2500 kWh < cons. < 5000 kWh; Industrial: 500 MWh < cons. < 2000 MWh)

centrales nucleares francesas. Por lo que el Gobierno francés tiene que tomar una decisión sobre la extensión de la vida de estas plantas (probablemente se extienda por 10 o 20 años). Pero aunque se haga así, la cuestión de la sustitución habrá que abordarla en 2040. ¿Se construirán nuevas centrales nucleares? ¿Dependerá Francia principalmente de la eficiencia energética y las energías renovables (respaldada por todos los avances tecnológicos habidos hasta la fecha) para compensar el cierre progresivo de las centrales nucleares?

Sea cual sea la decisión final, el coste medio de energía (que hoy en día está por debajo de la media de la UE) podría aumentar entre 2010 y 2030 entre 50 €/MWh y 100 €/MWh.

Las energías renovables podrían parecer un buen candidato para cubrir el desarrollo de capacidad requerida a corto-medio plazo. En su desarrollo existen diferentes cuestiones que habrá que resolver:

- Las plantas hidroeléctricas son explotadas bajo concesiones, principalmente opera-

das por EDF, que expiran antes de 2015. Por primera vez, habría que sacar estas concesiones a concurso, aunque las condiciones y términos de este proceso no están definidos.

- La generación por biomasa arroja dudas sobre su sostenibilidad: dificultad para tener acceso a suficiente biomasa, cuestiones de cambio de uso de las tierras, problemas medioambientales asociados a la producción energética a partir de biomasa...
- El apoyo financiero a las energías renovables, que ya es significativo, podría aumentar hasta los 40,5bn€ entre de aquí a 2020 (casi el triple que los 14,3bn€ que supuso entre 2006 y 2011).
- Considerando la intermitencia inherente a las renovables, habría que ver cómo se cubre la demanda máxima.
- Debido a la mayor participación de los productores independientes de energía (IPP), la producción descentralizada y las energías renovables, el sistema energéti-

co, altamente centralizado hoy en día, se volverá más descentralizado, por lo que las redes inteligentes y el almacenamiento de energía serán cada vez más necesarios y requerirán de fuertes inversiones.

- Si la capacidad nuclear se mantiene estable en el 50% de la producción de energía a partir de 2025, la capacidad de producción de energía a partir de energías renovables aumenta y disminuye la demanda energética (debido a las políticas de eficiencia energética), puede haber un riesgo de exceso de capacidad de producción de energía centralizada, excepto en el caso de un enorme aumento de la demanda de energía para el transporte (debido al desarrollo de vehículos híbridos y eléctricos).

Por lo tanto, Francia se encuentra en una encrucijada y debe encontrar nuevas formas de poder alcanzar los objetivos establecidos por la UE en penetración de las renovables, en materia de eficiencia energética y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, manteniendo su alto nivel de competitividad actual.

Italia

Italia se encuentra por debajo de la media europea en consumo de energía, debido principalmente a la crisis económica, que ha provocado un descenso del 21% de la demanda de electricidad en la industria entre 2008 y 2013. En 2012-2013, la demanda total de electricidad alcanzó un mínimo histórico desde la liberalización del mercado a principios de siglo.

Casi el 70% de electricidad generada en 2013 fue de origen térmico, casi el 20% hidráulico, el 8% fotovoltaico y 5% eólico. Después del gas, el carbón es el segundo combustible más importante utilizado en el *mix* de generación de electricidad italiano, aunque muestra una tendencia decreciente en los últimos años. La capacidad de energía renovable no hidroeléctrica ha aumentado muy considerablemente entre 2008 y 2013.

Los precios de la electricidad han aumentado considerablemente entre 2008 y 2013, tanto para los consumidores residenciales como para los industriales, estando muy por encima de la media europea, principalmente como resultado del aumento de los impuestos para apoyar el desarrollo de las energías renovables, así como por medi-

Figura 23. Capacidad eléctrica en Italia - 125 GW (2013)

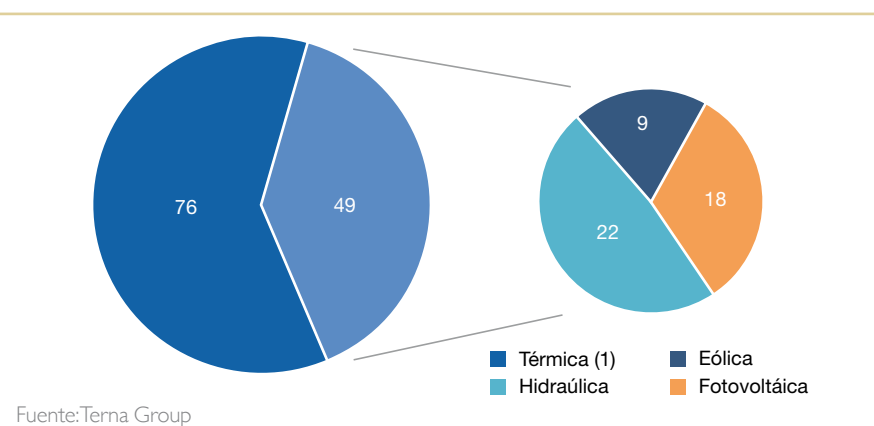


Figura 24. Generación eléctrica neta en Italia - 279 TWh (2013)

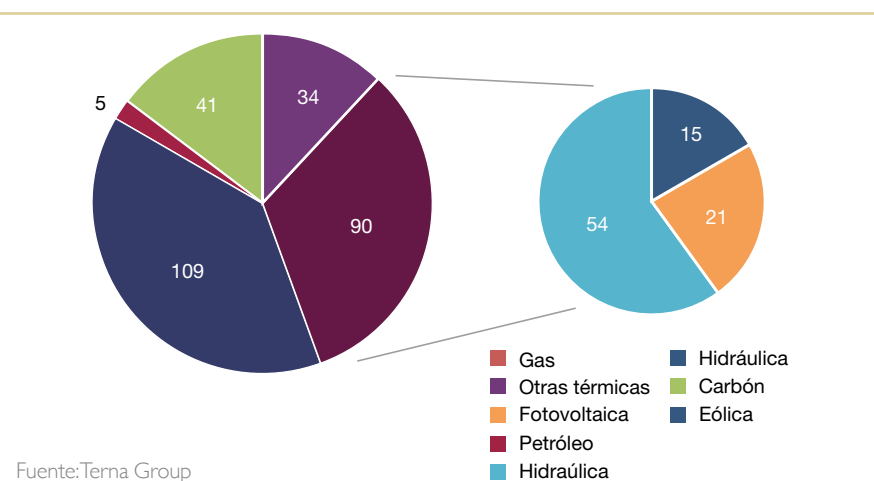
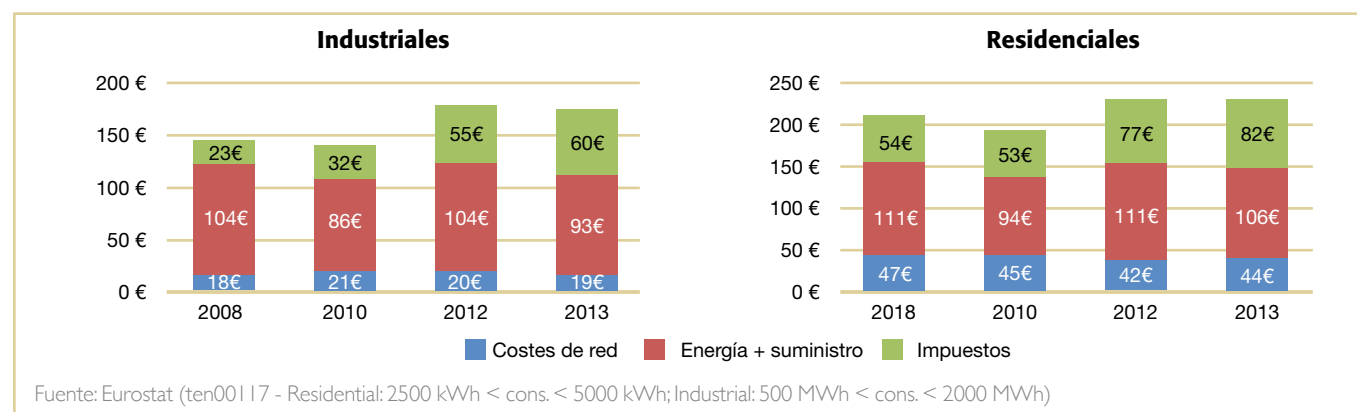


Figura 25. Precios minoristas para consumidores en Italia (€/MWh)



das adicionales para promover la eficiencia energética en los usos finales. Y es probable que aumenten aún más en los próximos años debido a la necesaria evolución del *mix* de producción de energía.

En Marzo de 2013, Italia adoptó la Estrategia Nacional de Energía (Strategia Energetica Nazionale - SEN), definiendo cuatro objetivos principales para mejorar la competitividad y sostenibilidad del sector energético italiano para 2020:

- Reducir los costes de energía alineando los precios a los medios europeos;
- Alcanzar, y sobrepasar, los objetivos europeos establecidos en el paquete de Energía y Cambio Climático 2020 y el Plan de Acción Nacional de Italia de junio de 2010 (PAN);
- Mejorar la seguridad de suministro, con una reducción de la dependencia externa del 84% al 67% de las necesidades totales de energía;
- Impulsar el crecimiento y el empleo a través de la movilización de 170-180 billones de euros de inversiones para el año 2020, tanto en los sectores tradicionales como en la "economía verde".

De cara a 2020, los compromisos adquiridos por Italia son:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 18% en comparación con 2005;
- 15,5 Mtep de ahorro de energía en el consumo anual de energía final entre 2011 y 2020;
- Lograr una participación de 17% de energías renovables en el consumo final bruto.

Más allá de 2020, Italia se ha comprometido a una penetración aún mayor de las energías renovables (50%) y unas medidas de eficiencia energética más estrictas, aunque no se han definido las tecnologías a implementar, que dependerá de las condiciones del mercado y los avances tecnológicos.

Italia ya ha alcanzado la mayoría de sus objetivos de reducción de consumo de energía y de emisiones de GEI para 2020, debido fundamentalmente a la disminución del consumo de energía relacionado con la crisis económica. Los principales retos a los que debe hacer frente el mercado eléctrico italiano son:

- Mejorar sus precios de la energía en comparación con otros países para no penalizar a sus empresas y evitar la desindustrialización.
- Fomentar la eficiencia energética destinando mayores inversiones públicas en esta área ya que será clave para mantener su competitividad
- Fortalecer su posición crítica en relación con el riesgo de abastecimiento y la in-

dependencia, aprovechando su bajo nivel de intensidad energética y su buen nivel de avance tecnológico.

Países Bajos:

Los Países Bajos tienen una de las capacidades de generación más intensivas en combustibles fósiles de la UE, con más de un 80% proveniente del carbón y el gas.

En 2012, el gas representó el 70% de la capacidad de generación y produjo el 64% de la electricidad. El carbón fue la segunda fuente de generación, representando el 15% de la capacidad instalada, y produjo el 19% de la electricidad. Las energías renovables representan sólo el 10% de la generación de electricidad, principalmente derivada del viento (82%).

Los precios de electricidad se encuentran, tanto para clientes residenciales como industriales, por debajo de la media europea. Parte de los costes regulados de la electricidad asociados al cumplimiento con las políticas energéticas de sostenibilidad no se recogen

Figura 26. Capacidad eléctrica en Países Bajos - 28 GW (2012)

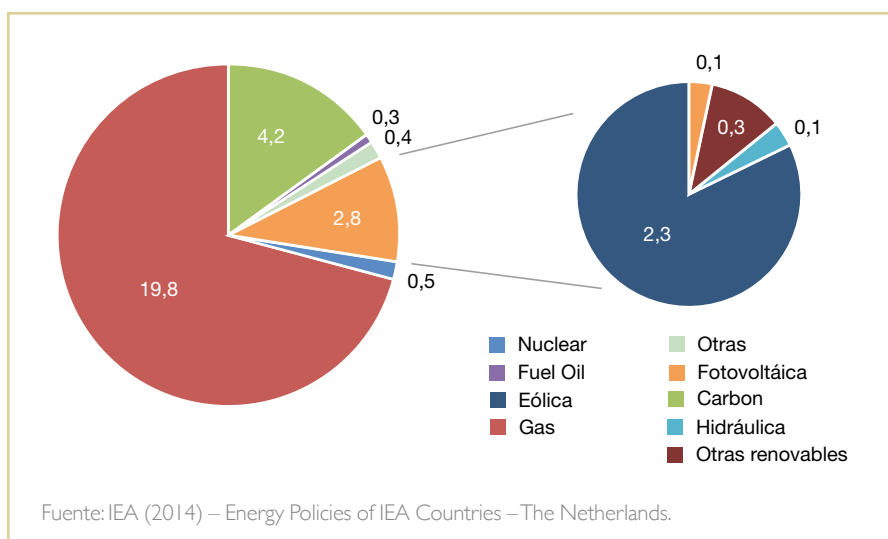
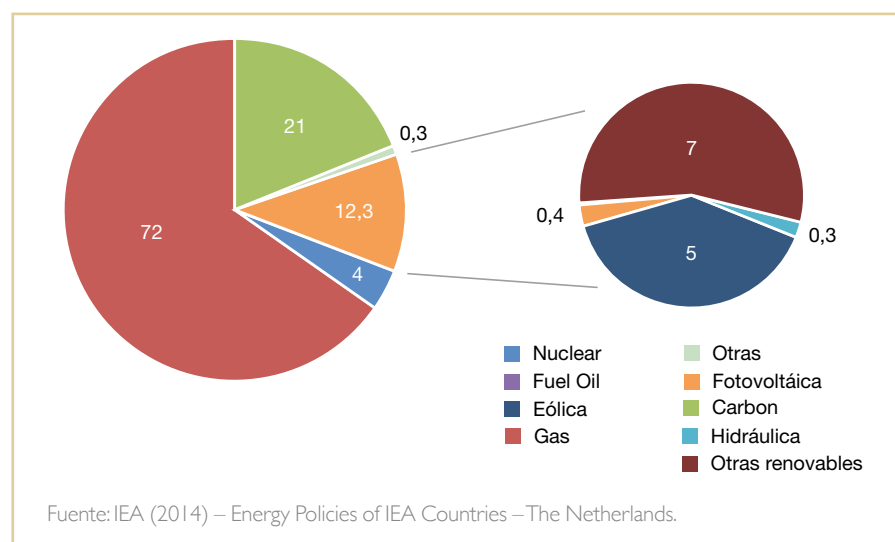


Figura 27. Generación eléctrica neta en Países Bajos - 28 GW (2012)

en la factura final a los clientes, sino que se encuentran en los presupuestos del estado.

Ante las dificultades para alcanzar los objetivos de la Unión Europea, en 2013, el Gobierno holandés aprobó el “Acuerdo de la Energía para el crecimiento sostenible”, mediante el que se establecían las acciones

clave para alcanzar sus objetivos de 2020 de energía y clima:

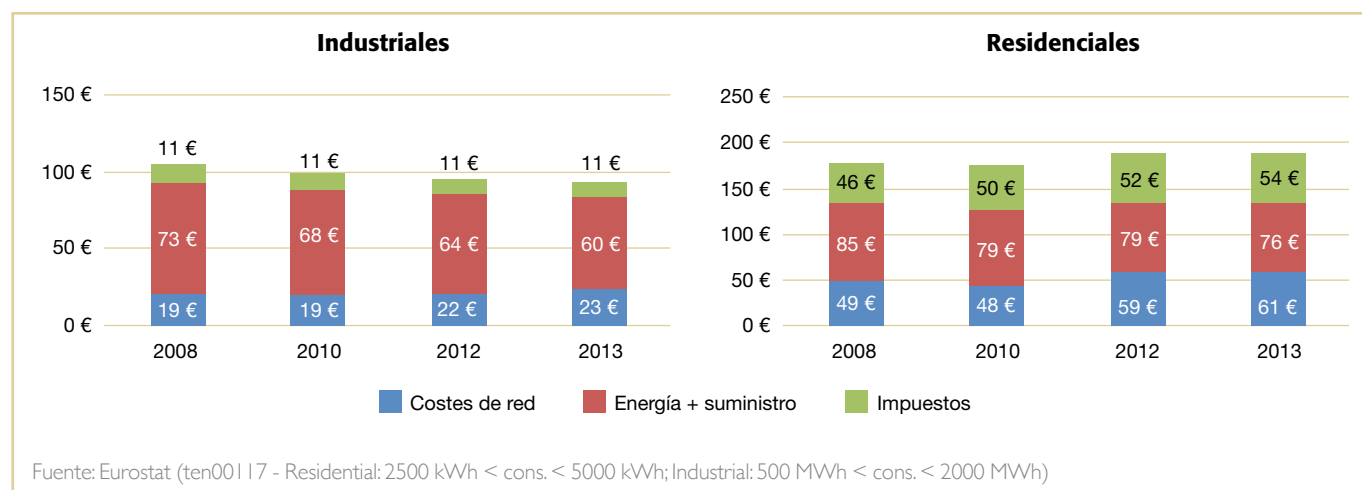
- Un 1,5% al año de reducción media del consumo final de energía.
- Un 14% de energías renovables en el año 2020 en el consumo de energía final.

- Un 21% de reducción en las emisiones de GEI para sectores en el ETS y un 16% para sectores no en ETS respecto al nivel de 2005.

Sin embargo, para más allá de 2020, aunque se han establecido prioridades para conseguir una economía baja en carbono de emisiones para el año 2050, un crecimiento sostenible y un suministro fiable de energía, no se han fijado objetivos concretos para conseguirlo.

Los Países Bajos se encuentran en una transición histórica hacia un nuevo *mix* energético. Después de haber dependido en gran medida de su producción de gas natural durante muchos años, tienen que evolucionar su *mix* de manera significativa para adaptarse a la caída de la producción de gas en Groningen y, por tanto, la perspectiva de convertirse en un importador de gas en la próxima década. Su solución pasa por el desarrollo de la energía eólica y la energía nuclear (todavía en fase de decisión).

El Acuerdo Energético de 2013 le da la dirección estableciendo objetivos ambiciosos

Figura 28. Precios minoristas para consumidores en Países Bajos (€/MWh)

para aumentar la cuota de energías renovables hasta un 16% para el 2023, y para apoyar plenamente la política climática europea. Será el éxito o el fracaso de la implantación de las políticas de 2020 lo que determinará las políticas a largo plazo que aún quedan por definir.

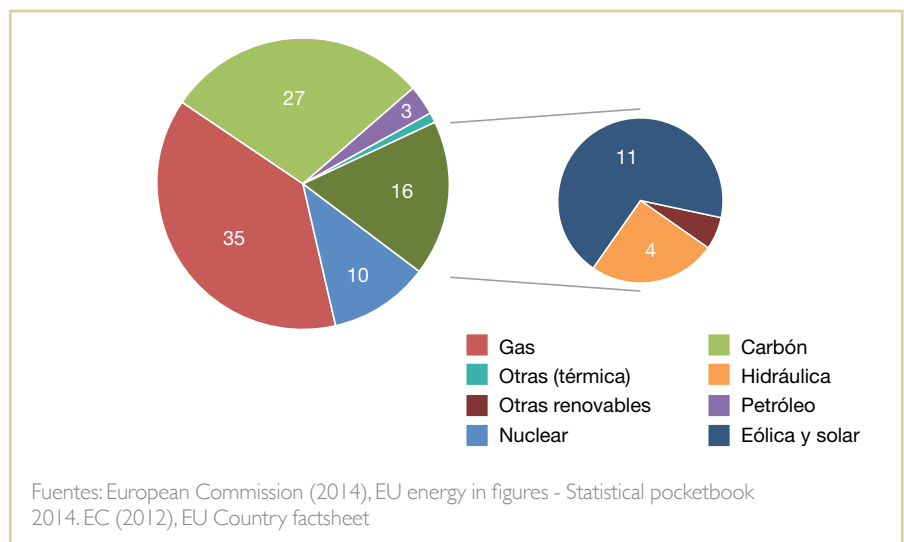
Reino Unido:

Los combustibles fósiles generaron el 68% de la electricidad en 2012 (39% el carbón y 27% el gas), y representaron el 74% de la capacidad total de generación. La participación de la capacidad de generación nuclear se ha reducido más de la mitad desde el año 2000 (del 23% al 10%) y, actualmente, representa casi el 20% de la energía generada, y las renovables, que representan el 16% de la capacidad instalada, producen el 12% del total (45% eólica, 34% biomasa y 18% hidroeléctrica).

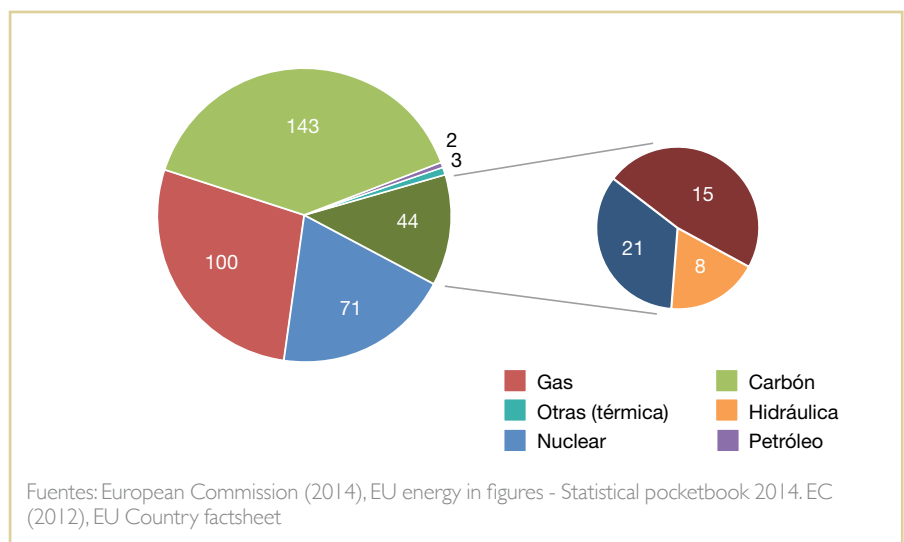
La capacidad eléctrica ha disminuido significativamente durante los últimos tres años, principalmente como resultado de los cierres de plantas de carbón, compensándose parcialmente con nuevas plantas de energías renovables, que aumentaron la capacidad en 4,8 GW. Se espera que disminuya aún más en los próximos años hasta 2020/2021, debido al fin de la vida útil de funcionamiento de las plantas nucleares y al cierre de las plantas de combustibles fósiles impulsadas por la Directiva LCP (*Large Combustion Plant*). Esta pérdida de capacidad será parcialmente compensada por una nueva planta nuclear de 3,2 GW en Hinkley Point que, cuando se ponga en operación, generará alrededor de 7% de las necesidades eléctricas del país.

Los precios de electricidad en Reino Unido están por debajo de la media de la Unión Europea. Esto se debe principalmente al poco impacto que tienen en ellos los im-

Figura 29. Capacidad eléctrica en Reino Unido - 90 GW (2012)

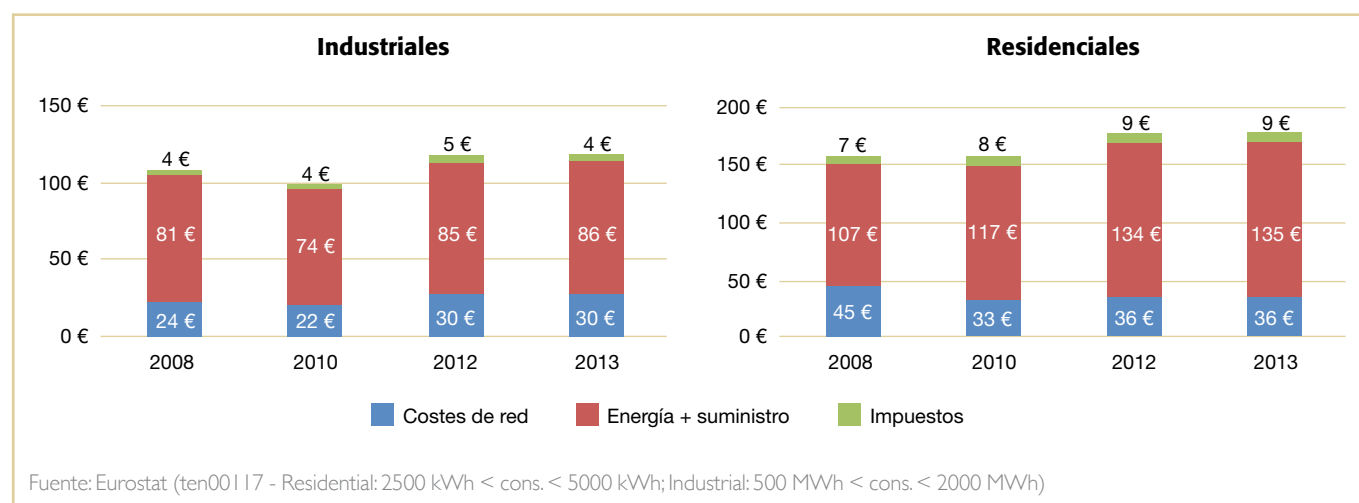


30. Generación eléctrica neta en Reino Unido - 364 GWh (2012)



puestos (p.ej: el IVA es particularmente bajo (5%) y se reembolsa a los consumidores industriales). Sin embargo, si comparamos los costes de la energía y su suministro únicamente, sus precios son mayores que la media europea debido a que es la generación por gas la que cierra el precio.

Desde 2008, se ha producido un aumento del 13% en los precios de clientes residenciales, procedente del aumento de los impuestos (+16%) y los costes de producción y suministro (+26%), compensado en cierta medida por la reducción significativa de los costes de red (21%). En el caso de clientes

Figura 31. Precios minoristas para consumidores en Reino Unido (€/MWh)

industriales, el aumento ha sido de un 10%, debido a incrementos en los costes de red (+24%), los impuestos (+23%) y los costes de producción y suministro (+5%).

Se espera, además, que los precios suban más en un futuro próximo, debido a los incrementos en los costes mayoristas, las iniciativas medioambientales y el creciente precio del carbono introducidos por la Reforma del Mercado Energético. El mismo efecto se puede esperar de las altas inversiones necesarias para sustituir la capacidad nuclear desmantelada y el carbón.

En este sentido, durante el 2015 saldrá la resolución sobre la competencia del sector (dominado por los acuerdos bilaterales generación y comercialización, que hacen difícil una competencia más abierta que a las 6 grandes empresas verticalmente integradas), y que puede dar lugar a cambios importantes (congelamiento de precios, separación de actividades...).

De cara a 2020, el Reino Unido se ha comprometido a un 18% de ahorro energético respecto a 2007, una cuota del 15%

de energías renovables en el consumo de energía final y una reducción de las emisiones de GEI del 21% en el caso de las relacionadas con ETS y el 16% para las no-ETS.

Adicionalmente, ha establecido unos objetivos ambiciosos para 2050, e implantado medidas, en su mayoría basadas en mecanismos de mercado para desarrollar las energías renovables, disminuir el consumo de energía y reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. Para cumplir todos estos compromisos, el Reino Unido tendrá que hacer frente en los próximos años a los siguientes retos:

- Sustituir la capacidad que perderá tras el cierre de las plantas contaminantes (20% en los próximos 10 años), a la vez que responde a la creciente demanda (se estima que se doblará de aquí a 2050), con otras fuentes como renovables o nuclear.
- Asegurar el apoyo financiero necesario para hacer frente a las inversiones previstas en generación y transporte (estimadas en aproximadamente £110 mil millones para el 2020).

- Emprender iniciativas eficientes en la industria del petróleo y el gas, que continuarán siendo cruciales en el *mix* energético de UK, para atraer las inversiones necesarias para explotar las reservas existentes.

- Clarificar las incertidumbres existentes que impiden actualmente el desarrollo de las energías renovables (revisar los esquemas de pagos, implantar mecanismos para aumentar la cuota de renovables...) para asegurar la certeza a los inversores.

En todos estos casos, las últimas decisiones tomadas y recogidas en el EMR (*Electric Market Reform*) suponen mecanismos, en nuestra opinión, muy acertados para abordar dichos retos. A modo de ejemplo, las medidas como los contratos por diferencias (CFD's) permitirán una estabilidad en el largo plazo necesaria para acometer importantes inversiones en generación (convencional y renovable), así como un marco más estable de evolución de los precios de la electricidad; los mercados de capacidad ayudarán al desarrollo sostenible de capacidad de backup necesaria para los picos de potencia y gestionar la intermitencia de la

generación renovable; el *Carbon Price Floor* servirá de incentivo a la sustitución de las energías más contaminantes por otras más limpias....

Lecciones aprendidas

De los resultados obtenidos y del modo en que se han ido aplicando las diversas políticas y regulaciones energéticas, podemos sacar diversas lecciones que nos permitan enfocar mejor el desarrollo futuro del mercado eléctrico europeo. Entre ellas podríamos resaltar las siguientes:

- *La introducción de las renovables se ha realizado sin tener en cuenta criterios y señales de mercado.* Las "feed-in tariffs" se convirtieron en un buen mecanismo de apoyo al desarrollo de las renovables, pero su permanencia en el tiempo y el no complementarlas con mecanismos adicionales de gestión de su retribución y capacidad, han resultado en mayores costes para la sociedad que los inicial-

mente previstos, produciendo distorsiones en el mercado de la electricidad.

- *Los mecanismos de mercado eléctrico no se han adaptado a la nueva realidad.* La priorización del principio de despacho a favor de las renovables ha desplazado todas las energías en el "orden de mérito", reduciendo sus horas despachadas y afectando a su rentabilidad. Adicionalmente, el no funcionamiento de los mercados de CO₂ tampoco ha facilitado la adaptación de los mercados.
- *No se han acometido las inversiones necesarias en nuevas interconexiones transfronterizas.* Su establecimiento y desarrollo se percibe como parte principal de una solución eficiente para asegurar la seguridad de suministro.
- *Los desarrollos en tecnologías y servicios de repuesta a la demanda no han tenido un impacto significativo todavía en la reducción de la misma.* A modo de ejem-

plo, según un informe de la Comisión Europea (*Incorporating demand side flexibility in electricity markets*, 5 noviembre 2013), con los mecanismos de respuesta a la demanda, entendiendo ésta como los cambios de los clientes en sus patrones normales de consumo de electricidad en respuesta a los cambios en el precio de la electricidad en el tiempo, o pago de incentivos diseñados para inducir menor consumo de electricidad en momentos de altos precios del mercado mayorista o cuando se pone en peligro la fiabilidad del sistema, la demanda se podría reducir en 60 GW, lo que supone, aproximadamente, el 10% de la demanda máxima de la Unión Europea.

- Por último, *la adecuación de la capacidad de generación a las necesidades del mercado, así como de las medidas de seguridad de suministro se han abordado a nivel nacional*, sin complementarse con una coordinación efectiva a nivel de la Unión Europea. ■

Antecedentes y visión global de la Reforma eléctrica en España. (Una reflexión)

Pedro Rivero Torre

Catedrático de Universidad, Presidente de la Comisión de RSC de AECA, Expresidente de UNESA

Para poder dar una visión general y una opinión sobre la Reforma eléctrica en curso, es necesario, a mi modo de ver, tener en cuenta cuáles son: los antecedentes, la situación de partida, las medidas tomadas y las medidas pendientes en su caso, y todo ello en función de los objetivos que en cada caso se persiguen, tal y como se expone a continuación.

Los antecedentes de la Reforma eléctrica actual; las otras reformas

El inicio de la situación del sector eléctrico español en lo que puede llamarse etapas previas a la liberalización, puede fijarse en la Ley del Sector Eléctrico de 1997 y conviene recordar los aspectos principales que caracterizaron las etapas antes de llegar a dicha Ley y las motivaciones, pues, para llegar a ella, se habían producido cambios trascendentales en el sector y, a partir de ella, se volverían a producir nuevos cambios fundamentales en el sistema eléctrico.

Las crisis del petróleo de los años 70 provocaron grandes transformaciones en el sector y en las empresas eléctricas, puesto que hubo de pasar de una diversificación de la

generación eléctrica, basada en la energía hidráulica, el carbón y los derivados del petróleo, a otra en la que el objetivo fundamental era evitar la dependencia del petróleo. En términos económicos esto suponía abandonar instalaciones de fuel-oil, incrementar las instalaciones de carbón nacional e importado, e incorporar la nueva tecnología nuclear, es decir, un importante proceso de inversión en condiciones económico-financieras especialmente duras, también como consecuencia de la crisis económica, lo que se caracterizaba por grandes necesidades financieras a coste elevado tanto en intereses como en riesgo de cambio por el proceso inflacionista subsiguiente.

Lógicamente, este proceso debería de haber llevado a un correlativo incremento de tarifas, acorde con la evolución de los costes reales de inversión y financiación; pero este proceso de ajuste tarifario no se produjo en tiempo y forma adecuados y ello motivó, hasta los años 90, que primara el objetivo de lucha contra la inflación produciéndose incrementos que fueron prácticamente siempre inferiores a la evolución de los indicadores de la propia inflación; es decir, disminuciones en términos reales. La lógica económico-financiera, hubiera aconsejado no realizar

las inversiones en esas condiciones, pero éstas eran exigidas por la Planificación y las empresas aceptaron el reto soportando un deterioro de resultados y balances que pondrían a muchas de las entonces existentes, en trance de desaparición, lo que se llevó a cabo mediante fusiones y adquisiciones.

Básicamente, los objetivos técnicos de evitar la dependencia del petróleo en el sector eléctrico y la puesta en marcha de una potencia eléctrica basada en carbón, hidráulica y nuclear, se cumplieron, pero al coste del deterioro continuo de las empresas, que fue continuo hasta la década de los 90 y que motivó la necesidad de reconocer, por parte de los gobiernos, la existencia de lo que hoy llamaríamos “déficit anual y acumulado de tarifas”, con la conciencia de que, si no se corregía, podría llegar a hacer inviable el total del sector eléctrico.

Algunos datos que muestran la magnitud de los efectos sobre el sector eléctrico son: el consumo de fuel-oil para la generación eléctrica pasó de 9 millones de toneladas en 1980 a 1,5 millones de toneladas en 1986; en ese periodo el consumo de carbón, también para generación eléctrica, pasó de 26 millones de toneladas a 39; las inversiones

en instalaciones eléctricas para hacer posible ese cambio fueron superiores a 3000 millones de euros/año (más de 500.000 millones de pesetas/año); la cotización del dólar pasó de 71 a 183 pesetas (incremento 158%); las tarifas eléctricas eran, en 1980, un 50,9% inferiores, en moneda constante, a las de 1959 y entre 1973 y 1979 descendieron, también en moneda constante, un 20%; la diferencia entre ingresos y costes o "déficit" se acumuló contablemente en los balances de las empresas, sustancialmente en forma de "mayor importe de la inversión en obra en curso" y fue la causa principal del deterioro de sus Activos.

Por todo ello, a partir de 1983, se reconoce por fin la situación a la que había llegado el sector y la necesidad de actuar urgente y drásticamente para evitar el desastre empresarial.

Se inicia un periodo de análisis y reflexión que daría lugar, en mayo de dicho año, a la firma del primer acuerdo o protocolo entre el Gobierno y el sector eléctrico, del que cabe destacar los siguientes aspectos fundamentales, dado que, además, la recuperación económica producía nuevos incrementos de demanda eléctrica al ritmo medio anual del orden del 7% acumulativo y, por tanto, seguían siendo necesarias nuevas inversiones en activos, especialmente en redes y centrales nucleares aún en construcción, acelerando el endeudamiento de las empresas del sector, que se duplicó entre 1981 y 1983, siendo más de la mitad en moneda extranjera. Todo ello quedó reflejado en el PEN de 1983 al que las empresas deberían hacer frente.

Las bases principales de dicho protocolo de 1983 fueron:

- El reconocimiento de que la grave situación a la que habían llegado las empre-

sas eléctricas era ajeno a la buena gestión realizada por las mismas para afrontar las dos crisis del petróleo.

- Nacionalización negociada de la red de transporte y del despacho central (CE-COEL), mediante la creación de REE.
- Aplicar una política tarifaria que permita una rentabilidad suficiente a las empresas y asegure la amortización de las inversiones auditadas.
- Realización de las inversiones previstas en la revisión del plan energético de 1983 en el que se incluía la Moratoria Nuclear.

Como desarrollo de lo previsto en el protocolo citado, se realizó un amplio estudio, conjuntamente por las empresas y la Administración, sobre la situación económico-financiera de las empresas, llegándose a la conclusión de que ajustes medios en el sector podrían no ser suficientes para mantener a todas las empresas entonces existentes, dado el desigual desequilibrio que en su situación individual habían provocado los procesos acelerados, antes descritos, de ingresos, inversiones y financiación; por lo que, antes de acometer las medidas de ajuste de ingresos, había que proceder a reequilibrar la situación de Balance, para lo cual se aceptaron dos actuaciones: intercambio de activos entre las empresas en peor situación hacia las empresas en mejor posición y movimientos corporativos mediante fusiones, compras y absorciones.

Se acordó en UNESA y se presentó al Ministerio, el Plan de Intercambio de Activos, por un importe global cercano al billón de pesetas y que incluía centrales nucleares, de carbón e hidráulicas, terrenos e instalaciones de distribución y mercados, así como acciones y participaciones.

Una vez realizado este enorme esfuerzo de reordenación de activos, se acordó, en un

segundo protocolo con el Gobierno, sobre "el papel de actuación a medio y largo plazo del sector eléctrico", en base al cual se procedió a la realización de auditorías que permitieran fijar los valores "eficientes" de los activos de cada empresa (lo que se denominaron "valores estándar homogeneizados y auditados") para determinar las inversiones que la política tarifaria debería permitir recuperar en sus periodos de vida útil.

Se produjo la agrupación de participaciones del INI en el grupo ENDESA (UNELCO, GESA, ENHER, ERZ, ENCASUR). Hidroeléctrica de Cataluña pasó a ser participada mayoritariamente (80%) por Hidroeléctrica Española.

Se suprime el contrato entre ENDESA y el resto de empresas, mediante acuerdo de pago a ENDESA de 75.000 millones de pesetas a cambio de que ésta participaría directamente en la competencia en el mercado al igual que las demás empresas; con lo que este pago, puede considerarse un "antecedente" de lo que más tarde se llamarían "costes de transición a la competencia", aunque con la diferencia de tratarse de un pago único y anticipado, en lugar de ser un "seguro" durante 10 años por el diferencial entre el precio real que se produjera en el mercado y el precio mínimo garantizado por el regulador de 6 pesetas/kw hora.

Se acuerda un sistema de tarifas que garantice una adecuada remuneración y recuperación de las "inversiones estándar homogeneizadas", así como a las nuevas inversiones previstas en el Plan Energético.

Se acuerda un "factor especial de retribución" del 10% para ENDESA con el fin de que pudiera hacer frente al proceso de reordenación del sector, haciéndose cargo de las empresas que, a pesar de los intercambios llevados a cabo, no alcanzaran la viabilidad suficiente para continuar el proceso

de inversiones en el que estaban en curso y que afectó principalmente, durante todo el proceso, a las empresas FECSA, VIESGO, Hidroeléctrica de Cataluña, NANSÁ y Compañía Sevillana de Electricidad.

Se acuerda mediante un nuevo protocolo entre las empresas eléctricas y el Gobierno, la incorporación del gas al sistema eléctrico para fortalecer la diversificación y aprovechar el desarrollo de la nueva tecnología más eficiente de los ciclos combinados y optimizar el aprovechamiento de las cláusulas *take or pay* de los contratos de suministro existentes.

Todo lo anterior, constituyó la base para el establecimiento de lo que se denominó "Marco Legal Estable del Sector Eléctrico" (MLE) 1987-1997, cuya estabilidad duró bastante poco, como se expone a continuación.

Durante el periodo de aplicación del MLE se recondujo el desequilibrio de la situación económico-financiera de las empresas, con el coste de la desaparición de la mayoría de las empresas existentes; produciéndose además la fusión de Hidroeléctrica Española con Iberduero (IBERDROLA) y la de Unión Eléctrica y FENOSA, quedando reducidos los grupos eléctricos integrados en UNESA, a los cinco que hoy permanecen, aunque también con cambios en la propiedad.

Pero durante la aplicación del MLE también se produce un trascendental cambio de objetivos en el sector eléctrico, a los que se haría frente a partir de 1997 y para lo cual se acordaría un nuevo protocolo entre las empresas y el Gobierno; este objetivo básico en España y en Europa fue la "liberalización del sector" para la creación de un "mercado único eléctrico europeo".

Efectivamente, la Unión Europea establece, para todos los países miembro, el objetivo

de alcanzar un Mercado Interior Único para bienes y servicios, entre otros, la electricidad. El objetivo es pues el Mercado (competencia *versus* intervención) y Único para toda la unión. Dos directivas comunitarias marcaron el camino inicial para el sector eléctrico: la 90/547/CEE relativa al transporte de electricidad por las grandes redes y la 96/92CE sobre "normas comunes para el mercado interior de la electricidad".

Este nuevo objetivo haría cambiar otra vez sustancialmente el modelo y la participación de las empresas eléctricas en él; ya que debería de pasarse del MLE, que se basaba en una planificación centralizada y una explotación obligatoria sujetas a tarifas asimismo únicas en todo el territorio nacional, a otro sistema liberalizado de competencia en el mercado y además en el mercado único europeo que implicaba principalmente:

- Libertad de instalación de centrales y líneas
- Libertad de acceso a las redes (ATR)
- Gestión independiente de la red de transporte
- Separación, al menos contable, de la actividad eléctrica en generación, transporte, distribución y comercialización
- Libertad progresiva de elección del suministrador por parte de los clientes
- Libertad de importación y exportación en toda la UE

En España, junto a los procesos de reequilibrio económico-financiero y de concentración empresarial ya aludidos, se había producido además, con la LOSEN de 1995, la creación de la Comisión del Sistema Eléctrico Nacional, que debería vigilar la aplicación de lo dispuesto en el MLE y la separación de la actividad de las empresas del sector eléctrico en el Sistema Integrado, para las empresas convencionales, y el "Sistema Independien-

te" para el tratamiento de la cogeneración, autoproducción y energías renovables.

Bajo el paraguas de MLE se fueron aceptando todas las implicaciones de este nuevo objetivo del mercado eléctrico y se planteó el paso crucial de dicho sistema intervenido (MLE) al sistema liberalizado de mercado, una vez más por el camino de acuerdos entre el sector y el Gobierno, contenidos en el nuevo acuerdo-protocolo que se firma por ambas partes en diciembre de 1996 y que sería la base para la Ley de Sector Eléctrico de 1997 antes citada.

Con el desarrollo de esta Ley y durante la década que llega hasta la crisis económica actual, se inicia no sólo el camino hacia el objetivo de liberalización del sector sino que, también en este periodo y basándose en la confianza doble de que las empresas se habían reequilibrado y se hallaban en el camino estable del saneamiento, y de que se iniciaba el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica a ritmos superiores al 3% anual acumulativo; así como en las expectativas de mejor rendimiento de los nuevos *mix* de generación capaces de producir a menores costes, se propone hacer frente también a otros objetivos orientados desde la UE. Estos objetivos se concretan básicamente en el cuidado del medio ambiente y del cambio climático, así como la entrada de España en el Euro con la expectativa de cumplir las condiciones macroeconómicas que ello exigía y que entonces España no cumplía.

Como se ha dicho, basado en la confianza respecto al futuro económico español y también en los efectos positivos del cambio a un nuevo sistema de competencia, así como en las aportaciones esperadas de la eficiencia de las nuevas tecnologías de gas, nuclear y carbón, a las empresas se les pide y así se acuerda en el protocolo de 1996, unos ajustes complementarios que van, desde la reba-

ja de los estándares de inversión a recuperar para las instalaciones ya en funcionamiento según el MLE que se va a abandonar (más de 700.000 millones de pesetas) a una rebaja en las tarifas vigentes en 1977 que serían en el primer año del 3% como media, con rebajas subsiguientes en los años posteriores especialmente para favorecer el objetivo señalado de la entrada de España en el euro y unos incentivos para el cumplimiento de los objetivos ambientales, consistentes principalmente en primas por tecnologías a energías renovables y cogeneración, garantía de absorción de las energías generadas mediante estas instalaciones. También se añaden ayudas para planes de ahorro y eficiencia energética.

Como contrapartida a las empresas, se establece un período transitorio de 10 años en el que, hasta el completo funcionamiento del nuevo sistema liberalizado, se les garantiza la cobertura de los costes derivados del tránsito a la competencia hasta un máximo de 1,73 billones de pesetas, si los precios de mercado no alcanzan las 6 pesetas kw/hora en cada ejercicio. Este sistema ya se había establecido en otros sectores eléctricos especialmente en EE.UU.

Con ello se estimaba que el sistema resultaba viable para el sector en su conjunto, pero no para todas y cada una de las empresas por lo que, como también se ha dicho, se producen las últimas absorciones por parte de ENDESA, la Compañía Sevillana de Electricidad y FECSA.

Complementariamente y para que el proceso de liberalización fuese efectivo se crearon los instrumentos necesarios del mismo tales como: separación de actividades reguladas (transporte y distribución) y libres (generación y comercialización); se procede a la privatización de ENDESA, para garantizar la independencia del regulador; se transforma REE en sociedad cotizada;

se crea y dota la Comisión Nacional de la Energía; se implanta el ATR (libre acceso de terceros a la red); se crea OMEL para hacer efectivo el mercado de ofertas y demandas de generación; se establece paulatinamente por tramos, la declaración de clientes elegibles que pueden acceder libremente al mercado; se suprimen también paulatinamente, las tarifas fijadas por la Administración para los clientes de mayor a menor consumo e incluso, de cara al mercado interior único, se crea el mercado europeo regional entre España y Portugal (MIBEL) con la integración paralela de los Operadores de Sistema y de Mercado entre ambos países.

La situación de partida

Todas las actuaciones anteriores estaban llevando al sistema eléctrico español hacia el mercado interior de la UE con una limitación importante que era la débil interconexión con Europa, lo que limitaba los intercambios de electricidad prácticamente a los necesarios para la seguridad de sistemas a través de la red europea interconectada, pero sin capacidad para alcanzar el nivel de intercambios comerciales que, lógicamente, deberían corresponder con la implantación del mercado único. Esta situación que era relativamente asumible cuando el mercado nacional era suficiente para absorber la energía propia, presentaba grandes inconvenientes para la competencia con la energía de importación y para la formación de precios internacionales asimismo únicos, como correspondería a mercados integrados con suficiente capacidad de interconexión; la situación se agravaría aún más para las empresas nacionales cuando su potencia instalada, como sucedería, fuera excedentaria, debiendo funcionar más como "isla" que como mercado europeo.

La situación de las empresas del sector empieza a empeorar nuevamente cuando

deja de funcionar el sistema de ingresos garantizados por los CTc al superar el precio del mercado de generación las 6 pesetas kw/hora fijados y empiezan así a aumentar los "costes regulados". Es decir, cuando el precio pagado por el cliente (precio de mercado + costes regulados) no es recogido íntegramente en la factura final y consecuentemente se produce una diferencia "déficit", que es reconocido a las empresas pero aplazado en su cobro (15 años) y sólo aliviado en sus efectos financieros mediante los sistemas de titulización.

El sistema del déficit que comienza en el año 2000 para ayudar preferentemente al cumplimiento de los objetivos de inflación requeridos para la entrada de España en el euro, se agrava posteriormente por los planes de primas para atender a los objetivos ambientales y de eficiencia y ahorro, y llega a alcanzar más de 25.000 millones de euros acumulados en el momento de inicio de la actual Reforma eléctrica transformándose, por su cuantía, en el principal problema y motivo de la misma.

Es decir, el nuevo objetivo que obliga a tomar medidas drásticas en la Reforma del sector eléctrico, consiste en acabar con el "déficit anual" (4000-4500 millones euros año) que tiene carácter estructural y con el "déficit acumulado" por no haber adoptado las medidas necesarias en los ejercicios precedentes. Los desajustes son de tal magnitud y naturaleza que su solución directa exigiría incremento de tarifa al cliente final del orden del 30-35% lo que también resulta insostenible. Una vez más las medidas llegan tarde y el efecto acumulado exige un período transitorio hasta su solución definitiva.

En situación de normalidad económica, la llamada "Reforma eléctrica" se hubiera limitado a modificaciones en la aplicación

del modelo de liberalización adoptado para eliminar el déficit anual y el acumulado; ya que el objetivo de liberalización y mercado europeo único, seguían y siguen vigentes y por tanto, únicamente habría que haber hecho desaparecer ese “desfase” entre ingresos y costes, para seguir con el proceso liberalizador en marcha y culminarlo, sobre todo con la eliminación de la TUR para clientes con menos de 10 Kw de potencia contratada, y reforzar, con la mayor rapidez posible las interconexiones con Europa y Portugal así como reforzar el funcionamiento y la independencia de los organismos de mercado y reguladores creados.

La propuesta consistía en repartir los efectos negativos del déficit anual y acumulado, entre los agentes del mercado: empresas, clientes y gobierno; teniendo en cuenta que el déficit había afectado de forma distinta a unos y otros.

Pero la situación cambia drásticamente con la aparición, a partir de 2006, de la crisis económica nacional e internacional, que hace imposible que cada parte pueda aceptar las consecuencias del déficit ya que, ni el Gobierno puede hacer frente a los compromisos necesarios debido al incremento del déficit público, ni las empresas pueden hacer frente a los suyos porque, además, se produce una drástica y continua disminución de sus ingresos por disminución así mismo de la demanda eléctrica, ni los clientes pueden asumir drásticas subidas de su factura en plena crisis.

En esta situación el objetivo principal se convierte en hacer frente a la crisis económica, lo que obliga a replantearse la reforma del sector eléctrico, que pasa de “continuar con las reformas hacia el mercado eléctrico” a “eliminar como sea” el déficit eléctrico y su continuidad anual, ya que la situación haría insostenible para el futuro la posición de los

tres grupos de agentes implicados; transformando así, necesariamente, la “reforma eléctrica” en las “modificaciones necesarias en el sistema para eliminar el déficit de tarifas”.

Las medidas tomadas

Sólo mediante acuerdos sobre el presente y el futuro entre los tres grupos de agentes, hubiera sido posible afrontar al mismo tiempo la reforma eléctrica que comprendiera la eliminación del déficit, la reconversión empresarial necesaria ante la nueva situación de disminución de la demanda y consecuente exceso de potencia y el control de precios, con medidas que no hipotecaran las decisiones a tomar, durante un periodo transitorio, para continuar la futura evolución hacia el mercado interior eléctrico.

Al no operar así, seguramente porque no fue posible, habida cuenta del retraso con que una vez más se empezaron a tomar medidas para hacer frente a las consecuencias de la crisis y por la magnitud que, debido a ello, alcanzaron los problemas, se optó por actuar sobre cada grupo de agentes empresariales, como si cada una de las tecnologías de generación fuera la culpable y demandando también cada uno mantener el ejercicio de sus derechos, entre los que principalmente figuraban la continuación de los planes de inversiones en generación en curso o autorizados, lo que agravó aún más el problema en vez de resolverlo; puesto que se incrementó la potencia instalada como si la demanda siguiera creciendo, dando lugar a unos excedentes que a su vez aceleraron la generación del déficit y el deterioro de las cuentas de las empresas, sin posibilidad de absorción por el sistema, al carecer éste además de las necesarias interconexiones eléctricas con Europa en cuantía suficiente.

Consecuentemente y, por necesidad ante la novedad de la situación, los gobiernos

actuaron como árbitros, no específicamente para la reforma global del sistema sino imponiendo los recortes necesarios para eliminar el déficit anual. Con ello las medidas también necesariamente, se tenían que concretar en “recortes a cada agente”, pasando a ser un objetivo “cuantitativo” el importe del déficit, en vez de “cuantitativo y cualitativo”, en función del doble objetivo de eliminación del déficit y fortalecimiento del camino hacia el mercado eléctrico.

Así: se disminuyeron las tarifas para la distribución, los pagos por capacidad o por disponibilidad, las primas de valor reconocido pasando a nuevo criterio de valor razonable, el ritmo de nuevas inversiones en generación, el incremento de impuestos sobre la actividad eléctrica, etc... Es decir, disminución de la rentabilidad de todas las tecnologías e incremento de la factura eléctrica al cliente, que pasó al nivel alto de la zona euro, cuando anteriormente estaba en la zona media. Todo ello junto a la protección al segmento de clientes más vulnerables mediante el mantenimiento de la TUR o el PVPC (que es la TUR con nombre distinto), parece haber permitido alcanzar la contención del déficit anual y la disminución paulatina del déficit acumulado, si bien al coste, no sólo de haber detenido el camino hacia el mercado, sino que, algunas de las medidas adoptadas, serían contrarias al mismo.

A su vez se ha generado una inestabilidad regulatoria que no hubiera existido si las medidas se hubieran tomado mediante acuerdos y, con ello, se ha generado una inseguridad a futuro, ya que, al no haber acuerdo, los agentes han acudido muy significativamente a los tribunales y éstos, al actuar con criterios jurídicos, no necesariamente coincidentes con los objetivos económicos de la reforma, si no con los derechos reconocidos, pueden, con sus decisiones, alterar nuevamente la situación de partida.

La introducción en la última fase de algunas medidas mediante mecanismos de mercado, fundamentalmente subastas o primas con cargo a la inversión y no a la generación, pueden marcar el camino a reanudar en la reforma eléctrica.

Las medidas pendientes

Consecuencia de la situación a la que se ha llegado, la Reforma eléctrica se encuentra en un punto en el que, a nuestro juicio, sería conveniente plantearse qué decisiones hay que tomar para reorientar el sector hacia el futuro, aprovechando además el ciclo de recuperación económica que parece haberse iniciado. En este sentido, planear y programar las actuaciones, a ser posible consensuadas, para que el Estado asuma progresivamente sus compromisos por derechos otorgados, las empresas solucionen los problemas que tienen planteados y los clientes puedan percibir una mejora en sus facturas, parece el camino adecuado.

En esa línea, básicamente, debería plantearse una transición y camino hacia el futuro mercado que tuviera en cuenta, tanto la eliminación paulatina de las medidas que han debido tomarse para contraer drásticamente el déficit y que han paralizado o entorpecido el camino hacia el mercado único, como las nuevas regulaciones a tomar para favorecer la continuidad de dicho camino hacia el mercado interior.

Sin carácter exhaustivo y sin entrar en los detalles que serían más propios de un programa concreto, que de una visión global sobre la Reforma como aquí nos ocupa, cabría plantear temas como:

- Acelerar y ampliar los mecanismos de mercado tales como subastas, especialmente en nuevas inversiones.
- Definición consensuadamente a futuro,

de un *mix* de energías objetivo, que cumpla, también consensuadamente, con los requisitos básicos de seguridad, calidad y competitividad, así como limitaciones medioambientales.

- Ajuste de la factura eléctrica a los conceptos básicos del mercado tanto en generación como en transporte, distribución y comercialización, eliminando paulatina-mente los demás conceptos regulados hoy existentes.
- Programas de ahorro y eficiencia tanto del lado de la oferta (energía distribuida, redes inteligentes etc...) como de la demanda (instalación y utilización de contadores) como de la gestión de la demanda.
- Planes de desarrollo de interconexiones nacionales e internacionales.
- Programas de ajuste de la potencia disponible a las exigencias de la demanda real y previsible, tanto en instalaciones en funcionamiento, como en nuevas inversiones.
- Ajustes en el mercado mayorista para tener en cuenta la nueva situación que plantea el pasado de un mercado basado fundamentalmente en costes variables, al que se vislumbra, cada vez más basado en costes fijos, especialmente por las inversiones medioambientales y la generación renovable.
- Progresar en todo lo posible en la integración de mercados regionales para Europa en la línea en la que ya actúa el MIBEL entre España y Portugal.
- Orientar las primas y ayudas, cuando sean necesarios, a inversión y no a generación para facilitar el funcionamiento de ésta en régimen de mercado; teniendo en cuenta el principio básico de que "ayudas y mercado" son términos incompatibles para su funcionamiento adecuado.
- Acotar y reducir en lo posible los conflictos jurídicos en régimen estable de competencia.
- Acelerar la unificación de la regulación en los distintos mercados nacionales y eu-

ropeos, de forma que, al igual que se facilitan las inversiones en interconexiones para que sean posibles los intercambios físicos, se establezcan también las distintas reglas técnicas y regulatorias que eliminen las limitaciones o interferencias por razones legales o regulatorias.

- Favorecer planes de cooperación en I+D, y de competencia en innovación, para reforzar el proceso reformador del sector hacia el futuro.
- Establecer mecanismos de mercado para la participación en la garantía del suministro de todos los agentes.
- Programar el pase de la factura eléctrica a otros mecanismos de todos aquellos costes hoy reconocidos en la misma y que no están directamente relacionados con la generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica.
- Dotar de los medios necesarios para garantizar la eficacia de los organismos regulatorios independientes como garantía a su vez de la estabilidad regulatoria.
- Regular y desarrollar adecuadamente, adaptándolos a las nuevas necesidades, los autoconsumos y autoproducción (Balance neto).
- Establecer marcos transparentes, pre- visibles y autónomos, que garanticen la estabilidad regulatoria, especialmente cuando sea necesario ajustarla a nuevas circunstancias objetivas que aconsejen modificaciones en la misma, con participación de todos a quienes dichos cambios afecten en sus derechos adquiridos.
- Clarificar y establecer toda la legislación hoy dispersa, reflexionando sobre la conveniencia y alcance de una nueva Ley General Eléctrica, acomodada a las nuevas expectativas del sector eléctrico y su futuro. No se trata solo de unificación y codificación de las normativas vigentes, ya que, con seguridad, aspectos fundamentales del Sistema Eléctrico han cambiado y lo harán aún más en el próximo

futuro, por los avances e incorporación de nuevas tecnologías al sistema y la ampliación comercial de las interconexiones.
- Etc...

Como puede observarse, entendemos que queda aún pendiente "muchísima reforma" y que sería conveniente poner manos a la obra cuanto antes ahora que, como se ha

dicho, la hemorragia del déficit eléctrico parece contenida con las medidas tomadas y el futuro se presenta con mejores perspectivas y nuevos retos.

Conclusión

Los antecedentes resumidamente expuestos y las medidas tomadas hasta ahora, parecen indicar claramente lo que ya se sabía respecto a que, un mal acuerdo puede ser mejor que un buen pleito y que todavía queda un largo camino con un importante periodo de transición, para terminar el proceso que lleve a la implantación efectiva del mercado interior de la electricidad en España y en Europa; que también hay signos de cambio esperanzadores, como el plan decidido de incrementar las interconexiones eléctricas con Europa, y de alcanzar una regulación adecuada y estable también única para dicho mercado. Así mismo constatar que aún es tiempo para el consenso, que permita la estabilidad regulatoria por todos deseada y por muy pocos defendida mediante la aceptación de los sacrificios correlativos que ello exigiría, para equilibrar cambios acordados entre derechos actuales y expectativas futuras. En definitiva, respecto a las experiencias pasadas, la situación actual, y el camino hacia el futuro del sector eléctrico, cabe decir hoy que: lamentar el pasado y no mirar al futuro es una postura a nuestro juicio inútil; pero que, ignorar el pasado y no programar o planear, en conjunto, el futuro, es aún peor.

A día de hoy y vistos los resultados obtenidos hasta el momento, se observa cómo cada agente ha hecho lo que ha considerado más oportuno, pero, al mismo tiempo, cabría hacerse algunas preguntas: ¿ha sido lo necesario?, ¿se ha hecho a tiempo?, ¿hubiera sido mejor actuar consensuadamente?, ¿es bueno repetir o continuar los posicionamientos y actuaciones individuales como hasta ahora?, ¿qué objetivos se adoptan para el futuro con la transición necesaria?, ¿actuar tarde no lleva prácticamente a que el mal empeore?.

La estabilidad empresarial y regulatoria, repetimos, tan deseada por todos, dependerá, a nuestro juicio, en buena medida, de cómo se responda a estas y otras preguntas y cómo se actúe en consecuencia; lo cual, además, nos parece obvio. ■

La Revolución Copernicana del nuevo modelo de precios eléctricos

Andrés Seco García, Director General de Operación de Red Eléctrica de España

Miguel Ángel Muro Villalón, Jefe de Departamento de Liquidaciones de Red Eléctrica de España

Nicolás Copérnico

En el siglo XVI, allá por 1540, Nicolás Copérnico, astrónomo y matemático polaco, descubrió el Universo. Tardó 25 años en tomar dicha decisión. Y lo hizo para poner al Sol en el centro de nuestro sistema planetario, desplazando a la Tierra y al propio ser humano.

El sol, que había estado girando durante siglos en torno a la Tierra, pasó a ocupar una posición central, para que todos los planetas conocidos –incluido el nuestro– orbitaran alrededor de la mayor fuente de energía que nos mantiene vivos.

La Tierra pasaba así a ser un planeta más. Y el Hombre, despojado de su, hasta entonces, cómodo inmovilismo contemplativo, abría los ojos a su realidad, aceptando su condición de sujeto que debe estar en continuo movimiento, en continua evolución; destinado a usar su Razón, si quería conservar su protagonismo, en una naturaleza cada vez más alejada del dogma teórico y más cercana a las leyes físicas empíricas.

Copérnico formuló su teoría en su libro “Sobre las revoluciones de las esferas celestes” (*De revolutionibus orbium coelestium*), uno de los

pilares de la revolución científica que hizo de puente entre el Renacimiento y la Ilustración.

El modelo heliocéntrico ya había sido planteado dos mil años antes, en la Grecia antigua, por los pitagóricos y por el sabio Aristarco de Samos. Sin embargo, no consiguió imponerse al modelo geocéntrico de Aristóteles, desarrollado posteriormente por Ptolomeo, debido a la coherencia de los planteamientos de éste y al gusto de la Iglesia medieval por ese relato aparentemente ordenado y en equilibrio.

La eterna lucha entre platónicos y aristotélicos no se decidió a favor de los primeros, en lo relacionado con la astrofísica, hasta 2 milenios después. Porque el mayor logro de Copérnico fue su inagotable capacidad didáctica con algo tan complicado; su habilidad para consolidar los principios que unían a sus colegas científicos –incapaces hasta entonces de ponerse de acuerdo–; su diplomacia con los gobernantes y, muy especialmente, con el Vaticano; y sobre todo, el empleo de un método científico estructurado.

Más precios, menos tarifas

Viajamos ahora en el tiempo y en el espacio. España. Año 2013. Viernes, 27 de diciem-

bre. Se publica en el BOE la Ley 24/2013, la nueva ley del sector eléctrico, que sustituye a la Ley 54/1997, aprobada a finales del siglo pasado.

Han pasado 16 años desde la promulgación de dicha ley, que supuso el inicio del proceso de liberalización progresiva de la electricidad, con el establecimiento del principio de libertad de contratación y de elección de suministrador. A mayores, la Ley 24/2013 introduce en la regulación del sector los principios de sostenibilidad financiera, racionalidad económica y suficiencia presupuestaria.

La Ley 24/2013 trae más novedades. Entre ellas, la eliminación de las tarifas integrales reguladas, sustituidas por un sistema de precios horarios que trasladan al consumidor las señales económicas del mercado mayorista: el precio voluntario para pequeño consumidor (PVPC). Hasta ahora, la Ley 54/1997 daba la posibilidad a los consumidores (no cualificados) de adquirir su electricidad a tarifa regulada, que desde 2007 recibe la denominación de tarifa de último recurso (TUR).

Con carácter general, las TUR son sustituidas por los PVPC; a excepción de los lla-

mados consumidores vulnerables y aquellos consumidores que, sin poder contratar PVPC, transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en mercado libre. Los primeros, se beneficiarán de un descuento respecto al PVPC; los segundos, pagarán un recargo.

Los PVPC incluyen, de forma aditiva y transparente, todos los costes de suministro; fundamentalmente, tres: el de producción –fiel reflejo del *pool* diario–, el de los servicios de ajuste del OS, y el de los peajes de acceso a las redes.

La Edad de los Metales

En la Prehistoria, la Edad de los Metales fue una época de intensa evolución tecnológica e incipiente comercio, marcada por la invención de la metalurgia. Dividida a su vez en tres períodos, el último de ellos se solapó con y dio paso a la Historia de la civilización.

Si buscamos el símil de la historia de la humanidad con el proceso de liberalización energética, podemos hablar de las tres edades de los metales por las que han pasado los precios minoristas de la electricidad en nuestro país, en los años comprendidos, hasta la fecha, entre las dos leyes mencionadas anteriormente (1998-2015):

1. Edad del Cobre (4.000 a.C.-3.000 a.C.): período comprendido entre 1998 y 2009. Se caracteriza por la existencia de tarifas integrales reguladas, fijadas con carácter general para todo un año natural. La señal de precio del mercado de producción era la estimación del mismo que, a finales de diciembre, calculaba el Gobierno (la Dirección General de Política Energética y Minas). Durante la primera mitad de esta edad, las tarifas coexistieron con los llamados costes de transición a la competencia (CTCs).

2. Edad del Bronce (3.000 a.C. - 1.500 a.C.): período comprendido entre 2009 (junio) y 2013. Como si se tratase de una aleación –cobre y estaño–, aparece la tarifa de último recurso (TUR). La señal de precio del mercado de producción se obtiene de un sistema de subastas creadas en junio de 2007 –al final de la edad anterior–: las subastas CESUR. Se introducen las revisiones trimestrales, cada vez que se celebra una de estas subastas. Llegan a celebrarse 25 subastas –la última de ellas, en diciembre de 2013, anulada por la CNMC.

3. Edad del Hierro (1.500 a.C. - 500 a.C.): período iniciado con la entrada en vigor de la Ley 24/2013. Marcado por el fin de la TUR y la entrada en vigor de los PVPC, a partir del 1 de abril de 2014. Por primera vez, los consumidores domésticos a tarifa reciben una devolución –millonaria–, equivalente a 300 millones de euros, por su consumo durante el primer trimestre de 2014. Actualmente estamos en ella y, siguiendo el símil, se solapará con la primera edad –la edad antigua– de la Historia de la civilización: la plena competencia por el suministro eléctrico a los pequeños consumidores.

La mayor electrificación de la sociedad, las nuevas tecnologías, los contadores inteligentes, el almacenamiento, la penetración del vehículo eléctrico y una evolución de nuestros hábitos y comportamientos, llevarán de manera natural a la aparición de nuevas formas de contratación y de nuevos servicios de alto valor añadido, relacionados con la electricidad. La competencia de la nueva era en el mercado minorista residencial llegará más a través de la calidad, no tanto de la cantidad.

Los cursos de verano de la UIMP

El pasado julio, la Universidad Internacional Menéndez Pelayo, con la colaboración y el

patrocinio de E.On, organizó un premonitorio curso: “El cliente, centro de gravedad del nuevo modelo energético”. Dirigido por el profesor extraordinario del IESE, Juan Luis López Cardenete, fue inaugurado por el Rector Magnífico de la UIMP, César Nombela, y por el Presidente y CEO de E.On, Miguel Antónanzas.

Al igual que Copérnico hace cinco siglos, Antónanzas, con sus palabras inaugurales, paró el sistema eléctrico español, para poner en el centro del mismo al cliente, al consumidor. Durante dos días, en varias mesas redondas, los participantes pudimos profundizar y poner en común, desde la experiencia, los retos y oportunidades que se nos presentan: como empresas, como profesionales y como ciudadanos.

En estos años de liberalización, los ciudadanos hemos estado girando alrededor del sistema eléctrico; en una órbita bastante excéntrica. Con el nuevo modelo heliocéntrico copernicano, el cliente es el astro rey; pero no como individuo aislado; como sociedad. La revolución copernicana de nuestro modelo eléctrico pone a la sociedad en el centro del sistema. La electricidad es un planeta más, como el resto de bienes y servicios. **La sociedad es el sol que energiza al planeta eléctrico.**

España, al menos en materia de electricidad, tiene el marchamo de ser un país pionero e innovador, de ser una referencia a la hora de afrontar nuevos retos y desafíos. Uno de esos casos de éxito fue el diseño y puesta en marcha del mercado mayorista de electricidad. A finales de los 90, varios países y regiones del mundo, calificados de ‘exóticos’ por los consultores y expertos de la época, decidieron casi al unísono, poner en marcha este tipo de mercados. Chile, Noruega, Australia, Reino Unido, California, España... Se optó por un mercado físico, marginalista y horario (o medio-horario).

Poco a poco, las principales economías mundiales han optado por desarrollar mercados organizados eléctricos. Y en todos ellos, existe alguna fase de la negociación que es horaria. La hora es la unidad de tiempo internacionalmente aceptada en la estandarización del producto negociable eléctrico. Si bien, como consecuencia del carácter no almacenable de la electricidad, ésta puede negociarse tanto en paquetes multianuales como incluso para unos pocos minutos; desde 10 años antes de su entrega física hasta el instante previo a su entrega a la red.

Las empresas e industrias más competitivas y eficientes de nuestro país negocian, desde finales del siglo pasado, todo o parte de sus necesidades eléctricas indexadas al mencionado mercado diario; bien directamente como agentes del mercado bien a través de

intermediarios bien de la mano de un comercializador bien como combinación de todos ellos. Cadenas de supermercados, empresas logísticas, farmacias, grandes almacenes, centros comerciales, empresas siderúrgicas, la industria del automóvil... Ahora estamos empezando la era de la electricidad horaria en nuestras casas, en nuestras ciudades, en el sector residencial.

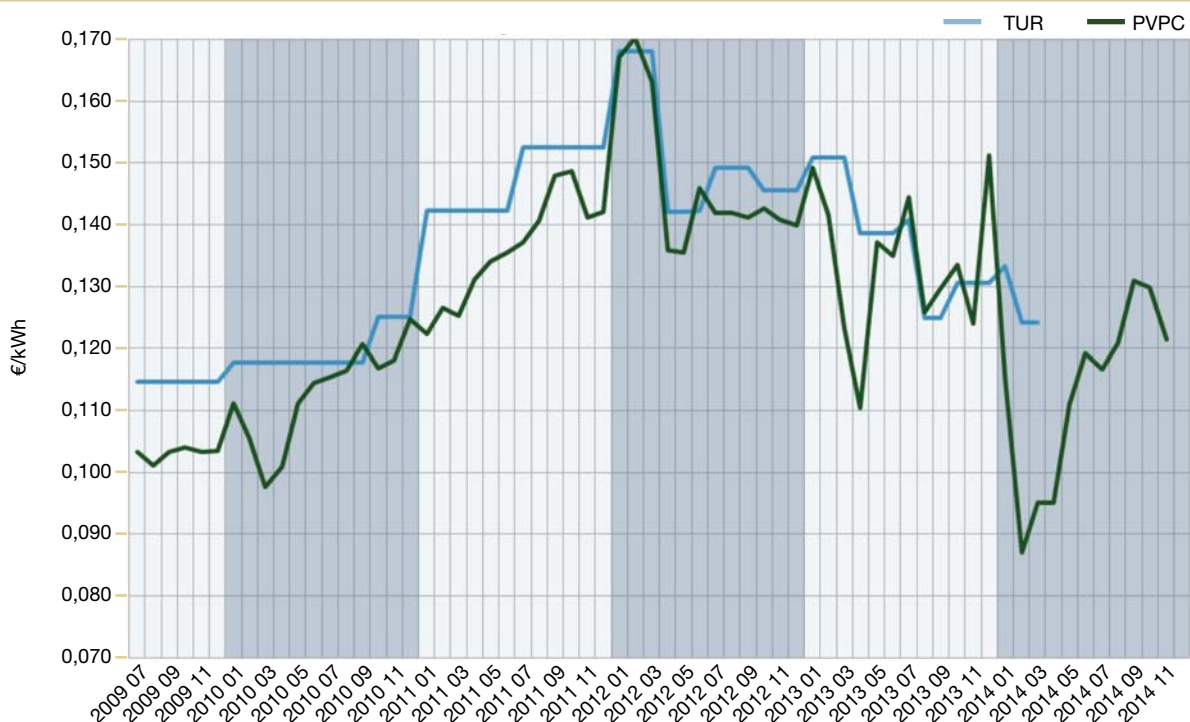
El mercado mayorista eléctrico en España, casi 20 años después, sigue siendo mayoritariamente horario. Y la producción eléctrica se negocia con 24 horas de antelación, un día antes de su entrega física. Negociación por horas y negociación el día de antes. El precursor mercado mayorista infunde su racionalidad al continuador modelo de precios minoristas: el PVPC es igualmente horario y también se conoce el día de antes. El PVPC minorista es coherente con el mercado mayorista.

Mientras el mercado mayorista siga siendo horario y de un día para otro, el PVPC es la señal de precio más eficiente para el mercado minorista.

PVPC versus TUR

Como hemos visto antes, la edad de hierro de la competencia en el mercado residencial eléctrico ha comenzado con una devolución de unos 300 millones de euros por parte de las comercializadoras de referencia (COR) a los consumidores domésticos acogidos al PVPC -unos 18 millones de contratos, el 16% de la demanda eléctrica de nuestro país, en marzo de 2014. Dicha devolución equivale, a grandes rasgos, a la diferencia media entre la TUR fijada para el primer trimestre de 2014 y su PVPC equivalente: cerca de 30 €/MWh (3 céntimos de euros por kWh).

Figura 1. Comparación TUR - PVPC 2.0A julio 2009 - noviembre 2014



El nivel de precio de la última TUR regulada por BOE, fijada para febrero y marzo de 2014, fue de 124,107 €/MWh. Quedémonos con esa referencia, redondeada: **125 €/MWh** (0,125 €/kWh). Tomemos igualmente el valor de la TUR media de toda la edad de bronce, de julio de 2009 a diciembre de 2013 (4 años y medio): redondeado, **135 €/MWh** (0,135 €/kWh). Dos buenas referencias para poder hacer una primera valoración, con un simple vistazo, de un contrato a precio fijo en el mercado libre, para uno o dos años: por encima de 135, elevado; entre 135 y 125, equilibrado; por debajo de 125, interesante.

En la gráfica anterior puede observarse la evolución mensual, desde julio de 2009 (primera TUR) hasta noviembre de 2014 (actualidad) tanto de la TUR como del PVPC (PVPC equivalente hasta marzo de este año y PVPC real desde entonces). El PVPC equivalente mensual se ha calculado con los peajes, perfiles, costes de servicios complementarios y demás componentes reales de cada uno de los respectivos meses de cálculo, mes a mes.

Es fácil comprobar que el PVPC equivalente, en la mayor parte de los meses, resulta inferior a la TUR; excepción hecha de diciembre 2013, debido a los altos precios *spot* en el mercado diario durante la primera quincena de dicho mes. Aún así, el valor del PVPC equivalente en diciembre de 2013 se quedó en 150 €/MWh, frente a los 130 €/MWh de la TUR de dicho mes; diciembre de 2013 fue el único mes de los 65 meses de la serie en el que claramente la TUR actuó como seguro de cobertura de los consumidores frente a la volatilidad del mercado mayorista a contado.

También es interesante observar que el primer trimestre de 2012 fue el de los máximos valores de ambos índices, TUR y PVPC, muy iguales entre sí, rozando los 170 €/MWh. Esta es otra referencia interesante: cualquier contrato a precio fijo en el mercado libre por encima

de **170 €/MWh** (0,170 €/kWh) es claramente mejorable y debiera llevar al consumidor a buscar urgentemente ofertas alternativas.

Por último, cabe remarcar los bajos niveles del PVPC en este 2014, en especial en la primera mitad del año, rozando los 100 €/MWh (103). La TUR nunca estuvo en esos niveles (mínimo de 114, julio de 2009). Habría que remontarse a 2007 -final de la edad del cobre- para encontrar términos de energía de las tarifas en ese entorno.

El consumo con PVPC es la mitad que con TUR

En diciembre de 2011, los consumidores acogidos a la TUR representaban el 26% del total de la demanda eléctrica en España; en octubre de 2014, apenas 3 años después, dicho porcentaje ha caído a la mitad:

sólo el 13% de la demanda está acogida al PVPC. En la gráfica anterior puede verse la evolución de este porcentaje durante la edad del bronce y al principio de la edad de hierro.

En España, existen casi 29 millones de consumidores, de los cuales el 99% (28,7) está conectado en baja tensión. Y de todos ellos, 27 millones tienen derecho al PVPC. Prácticamente la mitad (55%), 14,5 millones, están acogidos a este índice. Y como hemos visto, en la actualidad consumen el 13% de la demanda de electricidad en España (33 TWh/año).

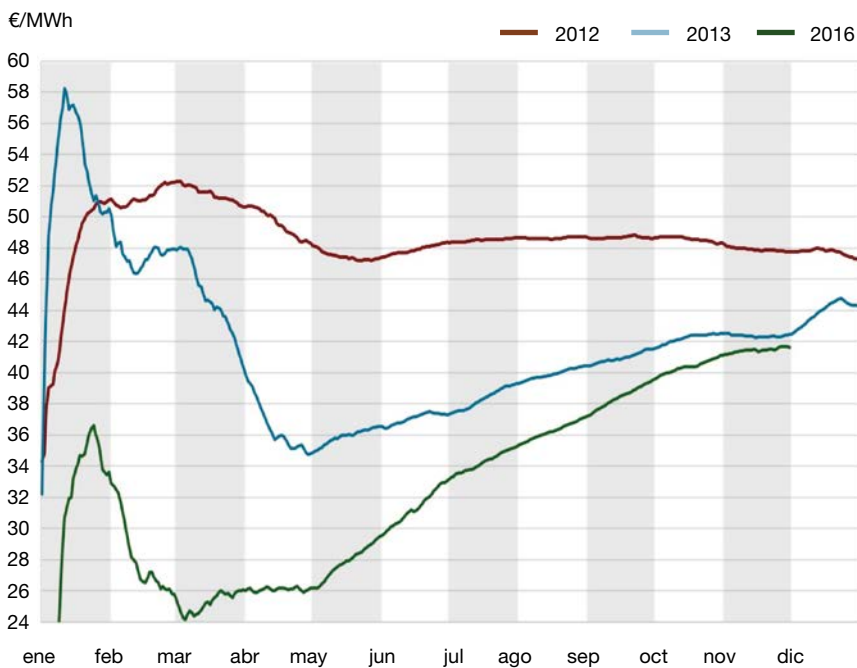
Los precios horarios del mercado diario

En la siguiente gráfica puede observarse la evolución diaria comparada del precio me-

Figura 2. % Demanda mensual con comercializador de referencia



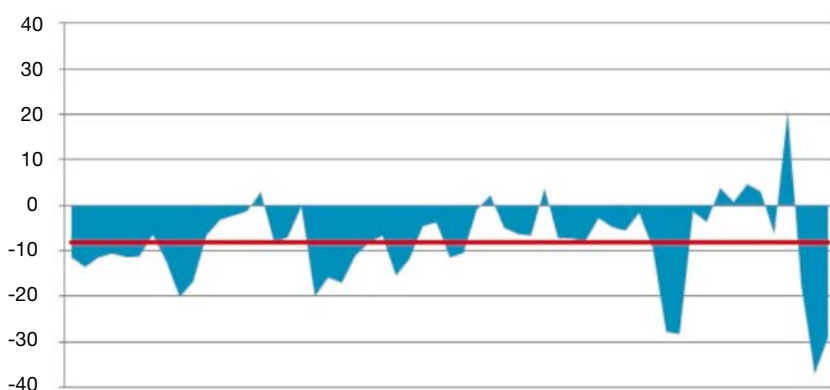
Figura 3. Precio medio del mercado diario acumulado cada día desde 1 enero



precio acumulado del mercado diario, para los últimos tres años. La llamada 'reversión a la media' es evidente. Los precios medios de 2012 y 2013 acabaron, respectivamente, en los niveles de 47 y 44 €/MWh.

A falta de un mes para finalizar el año, la media de 2014 tiende a 42 €/MWh; con el futuro de diciembre cerrando noviembre en 45,50 €/MWh, 2014 acabará cerca de los citados 42 €/MWh.

Figura 4.



Un breve análisis no exhaustivo del mercado de futuros eléctricos. Durante los últimos 10 días laborables de 2013, la cotización media del futuro (carga base) para 2014 fue de 49,50 €/MWh; el precio mínimo al que se cruzó una operación de futuros para 2014 durante 2013 fue 46,40 (en junio). Finalmente, la media anual del precio *spot* acabará 2014 muy cerca de los 42 €/MWh. El mercado de futuros, en la segunda mitad de 2013, ha pagado una sobreprima de entre 4 y 8 €/MWh.

La cotización media del futuro para 2015 (carga base), durante el pasado mes de noviembre, ha estado en el entorno de los 47,50 €/MWh. El precio mínimo pagado por este futuro durante 2014 ha sido 46,50 €/MWh. El futuro más cercano al inicio del año subyacente cotiza hoy 2 €/MWh más bajo que hace doce meses. ¿Veremos de nuevo medias anuales del mercado *spot* por debajo de los 40 €/MWh?

Prima de riesgo 'bronce'

En la edad de bronce, dominada por las TUR, los consumidores domésticos hemos pagado una prima de riesgo, por contratar al precio fijo resultante de las subastas CESUR, frente a haber asumido los precios horarios del mercado diario (PVPC). El valor medio de dicha prima de riesgo, propia de la edad de bronce, es de 8,20 €/MWh. Para un consumo medio de 3.000 kWh/año, el sobrecoste medio asociado a la prima de riesgo del binomio CESUR-TUR ha sido de 25 euros al año por consumidor (impuestos a mayores); equivalente al 6% del gasto medio por consumo eléctrico (sin considerar el término de potencia ni el alquiler de contadores).

Los aseguradores han cobrado a los consumidores acogidos a la TUR cerca de 2.000 millones de euros durante la edad de bronce por la prima de riesgo (superficie azul); unos 400 millones de euros anuales. Los

asegurados han recuperado 300 millones de euros del primer trimestre de 2014, con el cambio de era.

La edad del hierro –dominada por el mercado horario *spot* y el PVPC– frente a la edad del bronce –dominada por las subastas trimestrales CESUR y las TUR–, ha traído una reducción del coste de la electricidad para una parte del mercado minorista; trataremos de valorar ahora cuál ha sido su importe en 2014.

Como hemos visto previamente, la parte del mercado minorista que en 2014 se ha beneficiado, primero de la devolución de 300 millones, y después, de la rebaja ‘férica’ en sus costes anuales de la electricidad, equivale hoy en día al 55% de los consumidores (unos 14,5 millones de contratos) y apenas al 15% de la demanda eléctrica total (13%).

La mencionada rebaja ‘férica’ de la parte variable de la factura eléctrica equivale a la diferencia entre la TUR media de 2013

(0,138 €/kWh) y el PVPC medio de 2014 (0,113 €/kWh): 25 €/MWh, un 20% de reducción, 100 euros menos para un consumo anual medio de 3.000 kWh.

La rebaja ‘férica’ se puede explicar por la combinación de tres efectos: la eliminación de la prima de riesgo asociada a las CESUR (35%); la disminución del término de energía de los peajes de acceso (40%) y la caída del nivel de precios en el mercado *spot* (15%).

Proyecciones de PVPC para 2015

Tomemos los referidos valores medios anuales del mercado diario en los últimos 3 años (42, 44 y 47 €/MWh) y añadamos un cuarto valor (50 €/MWh). Y calculemos una banda de estimaciones del valor medio del PVPC para 2015, considerando que los peajes no experimentan variación. Incluiremos también el PVPC medio de 2014 y las ofertas alternativas de las cinco COR, a 1 de diciembre, según el comparador de ofertas de la CNMC (Figura 5):

Es posible encontrar en el comparador de la CNMC ofertas en el mercado libre aún más interesantes. Ahora bien, la mayor parte de ellas, para bajar de 140 €/MWh y aproximarse a valores del PVPC, requieren la contratación de servicios adicionales. Ninguna de ellas, de momento, incluye la facturación del consumo por horas. Es previsible que empiecen a aparecer dichas ofertas durante 2015, a medida que se vaya generalizando la aplicación de las bonidades de los contadores inteligentes.

Una comparación sencilla: dentro de la horquilla esperada de precios del mercado mayorista, el PVPC para 2015 seguirá estando por debajo de la referencia psicológica de los 125 €/MWh; es probable que llegue a estar de nuevo por debajo de los 120 €/MWh –incluso por debajo del nivel de 2014–; para ello, será fundamental la evolución de precios y demandas al principio y al final del año.

La mejor opción de contratación: la discriminación horaria de dos periodos (DHA)

En baja tensión (BT), dejando al margen la recarga de vehículos eléctricos –5.000 puntos, con menos del 0,5 por mil del consumo en BT–, existen tres posibilidades a la hora de elegir el peaje de acceso a la red de distribución:

- Un término único de potencia para todas las horas del año: 2.0A o 2.1A, dependiendo, respectivamente, de si la potencia contratada es menor o mayor que 10 kW. 26 millones y medio de consumidores.
- Dos términos de potencia, uno para horas valle (14) –de 23 a 13 horas en verano; de 22 a 12 horas en invierno–, otro para horas punta (10) –las complementarias–, todos los días del año: 2.0DHA o 2.1DHA, dependiendo, como en el an-

Figura 5.

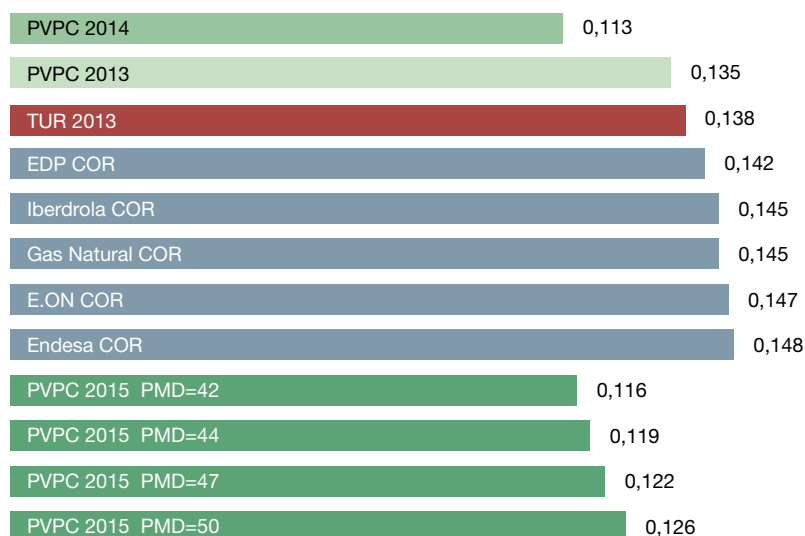
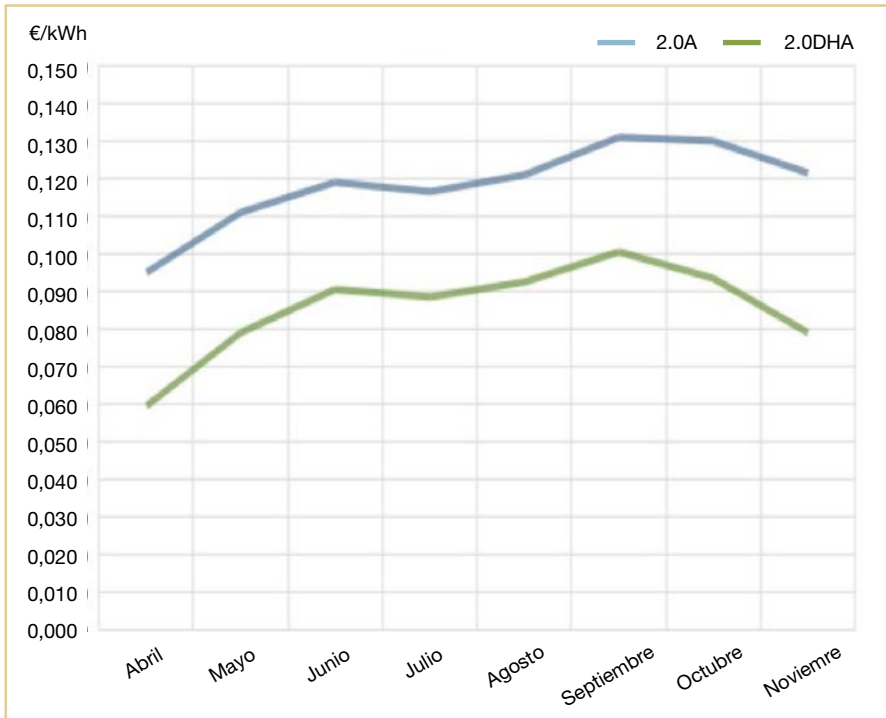


Figura 6. PVPC medio mensual 2.0A y 2.0 DHA 2014

terior caso, de si la potencia contratada es menor o mayor que 10 kW. Apenas millón y medio de consumidores.

- Tres términos de potencia, si la potencia contratada es superior a 15 kW: 3.0A. Unos 750 mil consumidores, con alimentación trifásica.

Según datos manejados por el MINETUR y la CNMC, apenas un millón y medio de consumidores tienen contrato de acceso con discriminación horaria de dos períodos (2.XDHA). Respecto del total de BT, representan el 5% de los consumidores y el 10% del consumo.

Si nos fijamos sólo en los consumidores de menos de 10 kW (2.0X), los porcentajes se mantienen: sólo el 5% tienen contratada la discriminación horaria de dos períodos (2.0DHA); prácticamente, la mitad en mercado libre y la otra mitad en PVPC.

Y si nos centramos únicamente en los 14 millones y medio de consumidores acogidos al PVPC, también se mantiene el porcentaje: sólo el 5%, apenas 700 mil consumidores, tienen la discriminación horaria de dos períodos; y consumen 5.700 GWh/año, del total de 33 TWh/año a PVPC.

Teniendo en cuenta la gráfica siguiente, la eficiencia asociada a la discriminación horaria se traduce en una reducción media del precio de la electricidad de unos 25 €/MWh. Un consumidor residencial con una demanda anual de 3.000 kWh que contrate esta modalidad, se podría ahorrar, como mínimo, unos 75 euros anuales; adicionales al ahorro que ya consigue con el PVPC.

Los 700 mil consumidores con PVPC de dos períodos (2.0DHA) están obteniendo un ahorro adicional de unos 140 millones de euros anuales, respecto al resto de con-

sumidores con PVPC estándar (25 €/MWh x 5,7 TWh). Visto desde la perspectiva complementaria: si todos los consumidores con PVPC estándar contratasen el PVPC con discriminación horaria (2.0DHA), podrían obtener un ahorro, adicional al que ya consiguen, de 700 millones de euros al año (25 €/MWh x 27,3 TWh). La discriminación horaria puede generar un ahorro adicional anual de unos 60 euros por consumidor residencial con PVPC estándar.

En 2014, el diferencial entre los precios de las horas punta (140 €/MWh) y de las horas valle (60 €/MWh) ha sido de 80 €/MWh. La combinación de señales de precio discriminadas –aunque sólo sea en dos períodos– con mejoras en los hábitos de consumo, puede provocar la modulación de la demanda, con ahorros implícitos adicionales para los clientes con PVPC: por cada punto porcentual (1%) de su consumo (330 GWh) que hayan pasado de punta a valle en 2014, el sistema se habrá ahorrado 26 millones de euros: 8 millones asociados a la discriminación horaria (eficiencia en hábitos) y 18 millones adicionales por eficiencia en precios.

La media mensual del PVPC 2.0DHA (dos períodos) no ha superado los 100 €/MWh en 2014; se ha quedado por debajo de los 95 €/MWh. De mantenerse durante 2015 el mismo diferencial registrado en 2014, entre PVPC estándar y PVPC 2.0DHA –de 25 €/MWh–, los consumidores acogidos a esta modalidad de dos períodos estarían comprando la electricidad en el entorno de los 90-100 €/MWh. Comprar la electricidad por menos de 100 €/MWh (0,100 €/kWh) en 2014 y poder hacerlo de nuevo en 2015, cuando la tarifa regulada (TUR) en enero de 2012 rozaba los 170 €/MWh, será posible gracias a la reforma eléctrica de 2013 y 2014. Una auténtica Revolución Copernicana al servicio de los ciudadanos españoles.

2015: entre la consolidación y la transición

El suministro está plenamente liberalizado y el consumidor doméstico tiene plena libertad para elegir. Incluso para elegir quedarse en el PVPC o volver a él, si su potencia contratada se lo permite. Desde el comienzo de la Edad de los Metales, ha existido liberalización. Falta que llegue competencia, más competencia.

Y para eso, hace falta aceptar que el cliente está en el centro del Universo. Las *utilities* deben evolucionar, deben hacer uso de la Razón copernicana que les permita avanzar del Renacimiento a la Ilustración.

Para competir con cantidades y con precios está el mercado mayorista: el *pool*, los intradiarios, los mercados de futuros, los mercados de servicios de ajuste, las in-

terconexiones. En el mercado minorista se compite con calidad y con servicios de valor añadido (facturación electrónica, descuentos de fin de semana, bonos estacionales, comparadores e índices por código postal, programación de electrodomésticos, potencia flexible...).

En 2014 hemos descubierto que los precios horarios traen más ahorros que los precios fijos o las tarifas integrales; que tener hábitos de consumo horarios es sinónimo de eficiencia; que no hace falta tener un contador inteligente para poder beneficiarse de ahorros y eficiencias; que la medida horaria de estos contadores nos abrirá la puerta a la competencia de calidad.

En definitiva, más mercado significa más competencia y una mejor asignación de costes, lo que supone una mayor eficiencia

y un incremento del beneficio para el cliente eléctrico.

Hay varios temas que se quedan en el tintero, todos ellos relacionados con el PVPC y las señales horarias de precios: el término de potencia de los peajes, la simultaneidad de comercializadores (habitual con bancos, telekos y seguros), los electrodomésticos inteligentes, los contratos multi-período, el balance neto, las micro-redes en edificios residenciales, el valor de la señal frecuencia...

En 2015 habrá más ocasiones para escribir de ellos. Y, sobre todo, como ocurrió en el Concilio de Trento, convocado dos años después del fallecimiento de Copérnico, de dialogar, de poner en común visiones y propuestas, de buscar consensos; y, sobre todo, de seguir avanzando en el proceso reformista de nuestra economía. ■

El gas natural en el transporte terrestre, una apuesta segura

Juan Ramón Arraibi Dañobeitia

Director General de Negocio Regulado de Gas de EDP España

El sector del transporte es uno de los grandes consumidores mundiales de energía, y representa aproximadamente el 28% del consumo total del planeta. Podemos decir además que esta actividad registra una excesiva dependencia del petróleo, ya que cubre el 93,5% de su consumo energético, con los riesgos que conlleva esta situación en una situación geopolítica convulsa. La diversificación de fuentes de energía parece ser una alternativa deseable.

En este sentido, opinamos que el gas natural es un candidato ideal para sustituir por lo menos en parte al petróleo y disminuir los inconvenientes de una dependencia tan acusada.

El gas natural se utiliza para diversas aplicaciones en el sector del transporte. En la actualidad, existen grandes proyectos del gas para movilidad enfocados al transporte marítimo y las estaciones de necesarias en puertos, además del terrestre, con una larga tradición, en el que se centra este artículo.

En este ámbito, el transporte terrestre, el gas natural está cobrando un especial protagonismo. Aunque la mayoría de los expertos coinciden en que a medio plazo coexistirán

las diferentes alternativas -motores de combustión interna, eléctricos, híbridos...- sin que ninguna se imponga de forma clara, ya que las previsiones estiman que cada una tendrá su mercado, el gas natural presenta unas características claras que le colocan en ventaja para asumir un papel destacado como sustituto del petróleo.

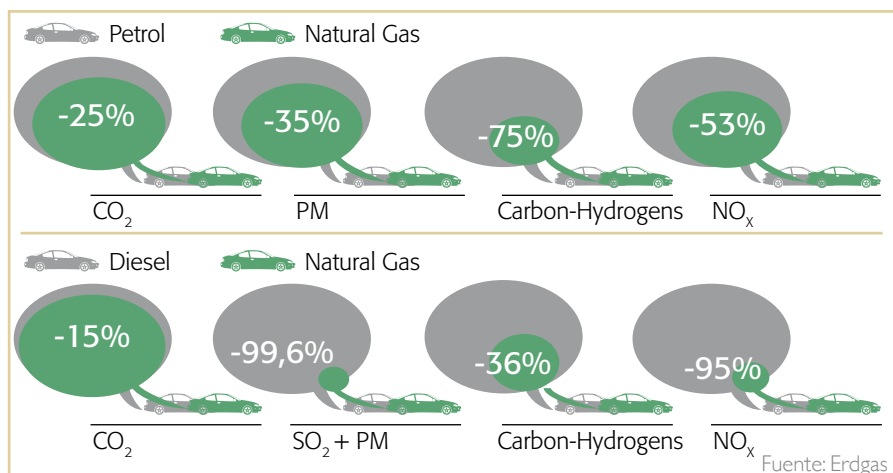
Ventajas medioambientales

El gas natural es la alternativa más viable para reducir las emisiones contaminantes a

corto y medio plazo, una de las causas más importantes del cambio climático y el calentamiento global, que están provocando el establecimiento de políticas medioambientales cada vez más severas por parte de numerosos gobiernos. Las tecnologías convencionales de propulsión no serán suficientes para alcanzar las fuertes reducciones de CO₂ exigidas en el futuro.

Según la Organización Mundial de la Salud (OMS), (http://www.iarc.fr/en/media-centre/pr/2012/pdfs/pr213_E.pdf) existe

Figura 1.



una relación directa entre la salud de las personas y la calidad del aire. Se estima que la polución en entornos urbanos causa cada año más de dos millones de muertes prematuras. Además, la OMS ha clasificado como cancerígenas las emisiones de los motores diésel.

En este sentido, la utilización del gas natural en lugar del gasóleo o la gasolina tiene la ventaja de una considerable reducción en los contaminantes urbanos como SO_x, NO_x y partículas. También, y debido a su composición química, la combustión del gas natural produce menores niveles de emisión de CO₂ que el gasóleo o gasolina.

Y es también totalmente compatible con el biometano y el metano sintético, con la ventaja que ello supone al ser combustibles 100% renovables.

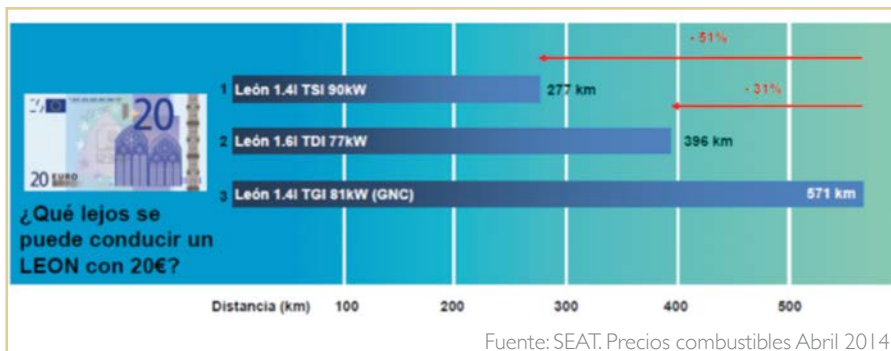
Para finalizar, otro de los beneficios medioambientales de su uso es una importante reducción de emisiones acústicas de entre el 30% al 50% en vehículos pesados.

Ventajas económicas

Los costes de los vehículos a gas natural son similares a los del diésel y se sitúan algo por encima de los modelos de gasolina, pero los periodos de retorno de los costes adicionales son muy breves. Además, el Programa de Incentivos al Vehículo Eficiente (PIVE), el Plan de Impulso al Medio Ambiente (PIMA), e incluso las ayudas adicionales en algunas comunidades autónomas, convierten a los vehículos de gas natural en la versión más económica para el usuario incluso en el acto de compra.

Hay otro factor importante que tiene que ver con la amplia disponibilidad del gas natural.

Figura 2.



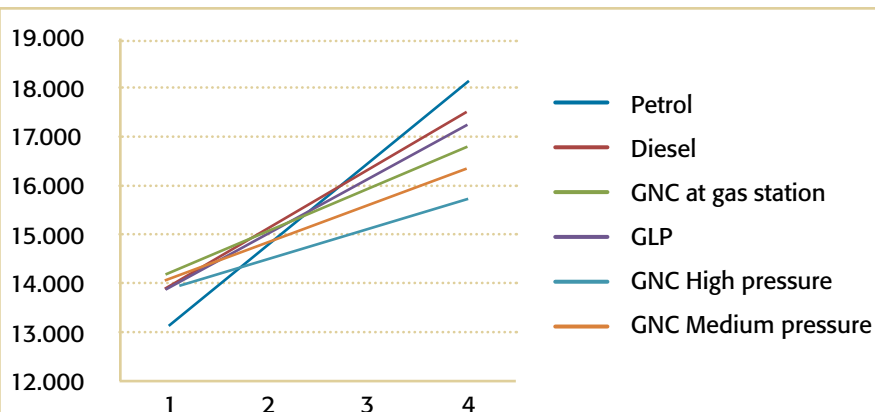
Debido al crecimiento de reservas de gas natural detectadas, la posibilidad de explotación de yacimientos de gas no convencional y su gran diversificación geográfica, es previsible que el diferencial de precios actual se mantenga, e incluso que siga creciendo.

Los bajos precios del gas natural comparados con la gasolina, gasóleo y GLP¹ permiten mantener un interesante precio para el consumidor final inferior en torno al 30% frente al equivalente diésel y además permite unos mayores márgenes de comercialización para la estación de servicio.

Ventajas técnicas

Los fabricantes de automóviles han detectado hace tiempo la existencia de un mercado interesante y con potencial en los vehículos a gas. Cada vez más hay una oferta creciente de vehículos GNC² de fábrica, que incluye turismos, furgonetas, autobuses y camiones. La mayoría de estos modelos son bi-fuel, es decir, tienen un depósito de GNC y otro de gasolina, y pueden funcionar independientemente con cualquiera de ellos. Al inicio de la marcha lo hacen con GNC, y pasan automáticamente a gasolina

Figura 3. TOC Fiat Punto Evo 20.000 km/year



Fuente: EDP NATURGAS ENERGIA. Precios y consumos catálogo julio 2013

¹ GLP= gas licuado del petróleo. Mezcla de butano y propano.

² GNC=CNG: gas natural comprimido.

al bajar de 10 bar la presión del depósito de GNC.

Además, cualquier vehículo con ciclo Otto puede ser fácilmente transformado a GNC.

Por lo que se refiere al repostaje, en la actualidad existe ya una amplia gama de estaciones de llenado, desde pequeños compresores de carga lenta individuales hasta grandes equipamientos para flotas de autobuses, entre otros, con equipamientos que son modulares, de fácil instalación y escalables en función de las necesidades de cada emplazamiento.

El almacenamiento presenta varias ventajas, como el aumento de las velocidades de carga; una mejora en la eficiencia del proceso; y la prolongación de la vida útil del compresor.

El surtidor permite por su parte un repostaje similar al de los combustibles líquidos, en un proceso seguro.

En el ámbito de la seguridad, hay que decir que el gas natural es más seguro que los combustibles tradicionales o el GLP debido a su mayor temperatura de ignición, mayor concentración requerida en el aire y mayor nivel de energía de ignición. Es además menos denso que el aire, por lo que en caso de fuga evacúa a la atmósfera.

Situación actual en el mundo

Teniendo en cuenta todas las ventajas que presenta, no es de extrañar el rápido e importante desarrollo que el gas natural está experimentando en los últimos años. Por ejemplo, en 2012 se produjo un crecimiento en todo el mundo del 21% en el número de vehículos GNC y del 9% en estaciones de suministro de GNC.

En España, a finales de 2014, más de 4.000 vehículos eran ya propulsados por gas natural, aunque sólo representaban todavía el 0,01% del parque móvil total español, y había 37 estaciones de suministro operativas y otras ocho con apertura próxima prevista, así como nuevos proyectos de estaciones repartidos por la Península y las Baleares.

En la Unión Europea hay más de 1.150.000 vehículos que funcionan con gas natural, que cuentan con más de 2.600 estaciones de repostaje de servicio público.

Italia es el país europeo con la mayor concentración de vehículos a gas natural, más de 885.000, lo que supone el 77% de la UE, y tiene más de mil estaciones de servicio. Cuenta con una experiencia histórica muy dilatada en este campo, ya que en 1930 se produjo el inicio de la utilización de coches a metano, y con unos considerables beneficios fiscales, que hacen del GNV³ el combustible más ventajoso. A pesar de este gran número de vehículos, la proporción de vehículos de GNV en el parque móvil de Italia apenas supera todavía el 2,1% del total.

Alemania, con unos 100.000 vehículos de GNC, es el segundo país europeo con mayor número de vehículos, y 920 estaciones de servicio abiertas al público. El gobierno alemán prevé alcanzar dos millones de vehículos GNV en 2020.

Las cifras globales mundiales son muy llamativas. En todo el mundo ya son más de 20 millones los vehículos a gas natural y 25.000 las estaciones de repostaje operativas, lo que demuestra que el gas natural vehicular es ya desde hace tiempo una sólida realidad.

Dos países, Irán y China, destacan por su número total de vehículos, alrededor de

tres millones en cada uno. Estados Unidos está experimentando un rápido desarrollo del GNV incluso en vehículos pesados mediante planes de expansión muy agresivos a base de incentivos fiscales y un precio de combustible muy competitivo. Sudamérica es otra de las áreas en las que los vehículos de gas natural son de uso común. En Asia, China, Pakistán, India Singapur y Malasia son los países con mayor penetración de GNV. Pakistán es el país cuya cuota de vehículos de gas natural es más alta -80%- con respecto al total del parque automovilístico del país.

EDP y su experiencia con el GNV

El gas natural vehicular se llama así por utilizarse en el transporte, pero es el mismo gas natural que se utiliza para otros usos, como por ejemplo la calefacción. Este gas puede ser comprimido (GNC), ofreciendo una autonomía que ronda los 400 km en turismos, o licuado (GNL)⁴, con una autonomía de aproximadamente 900 km, y normalmente utilizados en el transporte pesado de largas distancias. Estas autonomías pueden aumentar en función del volumen de los depósitos que incorporen los vehículos.

El Grupo EDP ha apostado por el GNV con un ambicioso proyecto estratégico. En una primera fase, la compañía distribuidora de gas natural está transformando toda su flota de vehículos a gas natural vehicular, realizando los puntos de repostaje necesarios para ello; y en una segunda fase, la apuesta que hace el Grupo es abrir al público estaciones de servicio.

EDP Naturgas Energía es así primera distribuidora gasista del mercado español que ha tomado la decisión de contar con una flota propia compuesta íntegramente por

³ GNV=NGV: gas natural para vehículos.

⁴ GNL=LNG: gas natural licuado.

vehículos a gas natural. En la actualidad, más de la mitad de los vehículos corporativos han sido renovados o transformados con esta tecnología.

También se han instalado puntos de repostaje en sus áreas de operación, con el fin de dar servicio a esta flota. Estas infraestructuras estarán en algunos casos abiertas al

público. La primera instalación está ubicada en Vitoria, y es la primera estación de gas natural vehicular conectada a la red de distribución en el País Vasco.

ANEXO: Apartado regulatorio

La evolución del mercado del gas vehicular, por sus características, requiere de diversos desarrollos normativos que en primer lugar le den cabida y en segundo lugar sienten las bases para su desarrollo.

En primer lugar, con objeto de **incorporar el gas vehicular en nuestra legislación**, en el año 2012 se produce la aclaración del papel de las estaciones de repostaje abiertas al público dentro del sector gasista. En este sentido las adaptaciones realizadas por el **Real Decreto Ley 13/2012**, por el que se transponen directivas en materia de mercados interiores de electricidad y gas y en materia de comunicaciones electrónicas, y por el que se adoptan medidas para la corrección de las desviaciones por desajustes entre los costes e ingresos de los sectores eléctrico y gasista, determina que dichas estaciones de gas vehicular son un consumidor más del sistema, es decir, no les exige condición de comercializadoras.

En segundo lugar, se hace necesario establecer una normativa que facilite un **desarrollo organizado de este mercado**. En este sentido, y dada su transcendencia supranacional, ha sido la Comisión Europea quien ha marcado las pautas.

En el Libro Blanco, de marzo de 2011, bajo el título de “Hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte: por una política de transportes competitiva y sostenible”, la Comisión pedía una reducción en la dependencia de los transportes respecto del petróleo. Tal objetivo debe lograrse a través de una serie de iniciativas políticas, en particular mediante la elaboración de una estrategia sostenible en materia de combustibles alternativos y el desarrollo de la infraestructura adecuada. Posteriormente, en la Comunicación de la Comisión de 8 de noviembre de 2012, titulada “CARS 2020: Plan de Acción para una industria del automóvil competitiva y sostenible en Europa”, recogía como una de las principales recomendaciones del Grupo de expertos de Alto Nivel CARS 21, la necesidad de una infraestructura armonizada para los combustibles alternativos que favorezca la comercialización de vehículos que utilicen tales combustibles y proponía un plan de acción. En este contexto surge la **Directiva 2014/94/UE Del Parlamento y Consejo, de 22 de octubre de 2014, relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos**.

Esta Directiva insta a que los Estados miembros establezcan en el plazo de dos años, para noviembre de 2016, **marcos de acción nacionales** en los que se determinen sus objetivos y metas nacionales y las medidas destinadas a promover el **desarrollo** de los mercados de **combustibles alternativos**, incluida la implantación de la infraestructura necesaria. Entre los posibles combustibles alternativos figura, entre otros, el gas natural, tanto a nivel de **gas natural** comprimido –GNC–, como de gas natural licuado –GNL–.

Según esta Directiva, a través de los marcos de acción nacionales, los Estados miembros deben asegurar que se crea un **número adecuado de puntos de repostaje** accesibles al público para así permitir que, los vehículos puedan circular en aglomeraciones urbanas y suburbanas y en otras zonas densamente pobladas para diciembre del **2020**, así como en toda la Unión, al menos junto con los de la red básica de la RTE-T existente, para diciembre del 2015. Respecto al número de estaciones de GNC, y teniendo en cuenta la autonomía de los vehículos, la Directiva define en su preámbulo, que la distancia media indicativa entre puntos de repostaje debe ser aproximadamente de 150 km, si bien la fijación final del valor de este objetivo será potestad de cada país. En el caso concreto de España, este marco de acción nacional está en curso de elaboración y es de prever su pronta publicación.

Desde nuestro punto de vista, para que realmente se expanda el desarrollo de flotas a GNC consideramos clave que el marco de acción español fije un número mínimo de estaciones de servicio accesibles al público, y establezca un calendario ambicioso que aproveche la amplia red de gasoductos de transporte y distribución de gas natural ya existente en España. Asimismo consideramos esencial como complemento al marco de acción nacional, que se complemente la legislación actual con otros desarrollos normativos que favorezcan el crecimiento del gas vehicular e incluso se habiliten ayudas económicas para el desarrollo de este mercado. En este sentido es necesario ir más allá de las líneas establecidas en los actuales Planes PIVE -6 y PIMA Aire 4 que permitan ayudar a consumidores e inversores en la apertura hacia este nuevo combustible.

Por último, la **Directiva 2014/94/UE relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos** busca apoyar la coordinación de estos marcos de acción nacionales y su coherencia a escala de la Unión mediante la cooperación entre Estados miembros y la realización de evaluaciones e informes por la Comisión. Desde el punto de vista de armonización a nivel europeo, la Directiva pretende la homogeneización en la definición especificaciones técnicas comunes, no sólo para las infraestructuras sino incluso para la calidad del gas. En la medida que la calidad del gas natural utilizado en la Unión depende de su origen, de sus componentes, por ejemplo el biometano cuando se mezcla en el gas natural, y del modo en que se manipula a lo largo de la cadena de distribución, es preciso igualmente buscar dicha armonización, dado que su diversidad puede influir en el uso óptimo de los motores y reducir su eficiencia energética. Es por este motivo que el Comité Técnico CEN 408 — Comité del Proyecto está elaborando una serie de especificaciones de calidad para el gas natural usado en el transporte y para la inyección de biometano en la red de distribución de gas natural. ■

La Reforma del Gas: por un sector económicamente sostenible

Fernando Bergasa Cáceres

Presidente Ejecutivo de Redexis Gas

La ralentización del ritmo de crecimiento del consumo de gas natural, provocado por la crisis económica, produjo un creciente desequilibrio entre los ingresos del sistema y la retribución regulada de los agentes que dedicaron cuantiosas inversiones a su desarrollo. La reforma regulatoria en curso persigue un retorno a la sostenibilidad, incluyendo además medidas que promueven la gasificación de España, tan necesaria para impulsar la competitividad de nuestra economía.

Justificación de la reforma regulatoria

Los últimos años de crisis económica, y sus manifestaciones -como, por ejemplo, el descenso de la actividad de construcción de nuevas viviendas y la disminución de la producción industrial-, así como la reducción en el consumo de gas natural para generación eléctrica en centrales de ciclo combinado, han conducido a que la demanda de gas natural no haya seguido el ritmo de crecimiento previsto en los años de bonanza.

Además, aunque España, uno de los países menos gasificados de Europa con un índice de gasificación del 28%, continúa creciendo en número de clientes domésticos a un ritmo cercano a los 100.000 clientes/año (superior al 1%), este incremento no es capaz de compensar el descenso de la demanda originado por las causas anteriormente expuestas.

Este contexto ha conducido a un desequilibrio incipiente pero creciente entre los in-

gresos que genera el sistema por el uso de sus instalaciones, y la retribución asignada a los agentes que construyeron dichas infraestructuras bajo los criterios y previsiones delimitados por el escenario regulatorio.

Dicho desequilibrio, conocido como déficit del sistema de liquidaciones, o simplemente 'déficit', ha pasado a considerarse como estructural y no coyuntural, lo cual ha obligado a revisar y modificar el marco regulatorio, a la búsqueda de un rápido retorno a la sostenibilidad. Para ello, la reforma acometida incluye, no sólo medidas para la reducción de los costes del sistema gasista, sino además, incentivos a la intensificación de la gasificación de España, incorporando así el crecimiento como uno de sus pilares fundamentales.

Marco regulatorio de la reforma

El proceso de reforma ha sido largo y complejo, como corresponde a una industria de gran importancia estratégica, y para la que

resultaba decisivo definir un nuevo marco que corrigiera los limitados desequilibrios, sin perjudicar su inmenso potencial de inversión adicional. Es decir, sin frenar la importantísima contribución que al desarrollo económico de España puede aportar aún el sector gasista.

Tras diversas medidas adoptadas ya desde el año 2012, en el Real Decreto-Ley 13/2012, la reforma más profunda se ha llevado a cabo en el año 2014, mediante la publicación de dos normas con rango de Ley.

En primer lugar se ha de hacer referencia al Real Decreto-Ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, texto que fue después tramitado como Proyecto de Ley por las Cortes Generales. La citada tramitación fructificó en la publicación de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, publicada en el Boletín Oficial del Esta-

do de 17 de octubre de 2014. El redactado de esta Ley es prácticamente idéntico al del Real Decreto-Ley 8/2014, y es la que constituye el eje de la reforma regulatoria que proseguirá con una revisión adicional de la Ley de Hidrocarburos, cuya tramitación ha dado comienzo en el Congreso de los Diputados el pasado 13 de enero.

No obstante, no es previsible que la nueva Ley que finalmente se publique a lo largo del presente año incluya nuevas medidas que afecten de forma directa a la retribución de los agentes, limitándose a cuestiones fundamentalmente operativas, como la puesta en marcha del mercado organizado de gas, que permitirá obtener precios más competitivos y transparentes para los consumidores, facilitará la entrada de nuevos comercializadores e incrementará la competencia.

Por lo tanto, a la hora de hablar de la reforma regulatoria en los aspectos eminentemente económicos nos centraremos en lo dispuesto por la Ley 18/2014.

Principios fundamentales de la reforma regulatoria

La Ley 18/2014 aborda una reforma del esquema general de ingresos y costes del sistema que se basa en asegurar el equilibrio económico. Se trata, por tanto, de tener en cuenta las fluctuaciones de la demanda y el grado de desarrollo de las infraestructuras existentes, respetando el principio esencial de retribución adecuada de las inversiones en activos regulados y la necesidad de garantizar la seguridad de suministro.

Para ello, se establece el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista en el sentido de que cualquier medida normativa que suponga un incremento de coste o reducción de ingresos

debe incorporar una reducción de costes o incremento de ingresos.

Se establecen además determinados mecanismos de restricción a la aparición de desajustes temporales anuales en el sistema de liquidaciones, mediante revisión automática de peajes al superar determinados umbrales. Si no se superan los citados umbrales, los desajustes son financiados por los sujetos del sistema de liquidación en proporción a su retribución, generando unos derechos de cobro durante los cinco años siguientes y con un tipo de interés de mercado que se fijará por Orden Ministerial.

En línea con lo ya establecido en la regulación del sector eléctrico, y con el objetivo de asegurar una estabilidad regulatoria, se definen periodos regulatorios de seis años en los que no se podrá revisar la tasa financiera ni se aplicarán fórmulas de actualización automática en la revisión de precios regulados. No obstante, teniendo en cuenta que la reforma regulatoria se ha planteado en un escenario deficitario que se confía pueda revertirse en los próximos años, se introduce la posibilidad de ajustar cada tres años determinados parámetros retributivos en caso de que existan variaciones significativas de las partidas de ingresos y costes.

En lo que se refiere en concreto a la retribución de las actividades reguladas, la reforma recoge el principio básico de considerar los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, respetando con ello el principio de realización de la actividad al menor coste para el sistema y asegurando a la vez una rentabilidad razonable para las empresas.

Así, se realiza una revisión profunda y homogénea de la retribución de todas las actividades, que afecta a todos los activos incluidos los que ya se encuentren en servicio.

En el caso de la actividad de transporte, el fundamento perseguido por la revisión regulatoria es el de 'variabilizar' la retribución de los promotores de estos activos para que ésta se ajuste con mayor fidelidad y agilidad al grado de utilización de las infraestructuras, que es precisamente lo que genera los ingresos para costearlas. Con ello, se han obtenido unas reducciones en las retribuciones de esta actividad que ascienden aproximadamente a unos 120 M€ anuales en el caso de gasoductos, 20 M€ anuales en el de las plantas de regasificación, y 6 M€ anuales en el caso de los almacenamientos subterráneos.

En lo que afecta a la actividad de distribución, la revisión se ha basado en llevar a cabo una nueva valoración de las bases retributivas de los agentes que, reduciendo el montante global en unos 110 M€, considere positivamente el crecimiento realizado desde la última revisión regulatoria (realizada en el año 2002), otorgando asimismo un especial valor al consumo doméstico-comercial, que es el que permite ingresar más peajes al sistema. Dichas bases retributivas se actualizarán anualmente teniendo en cuenta el incremento de consumo y del número de consumidores conectados a cada distribuidora, incentivando especialmente la gasificación de nuevos municipios, lo que deberá permitir acercar a mucha mayor velocidad el índice de gasificación nacional a las medias de los países mediterráneos que son sensiblemente más altas.

Estabilidad para un sector en expansión

Tal y como se ha expuesto a lo largo de estas líneas, el sector gasista ha visto en los últimos años cómo los entornos económico y energético han conducido a que, a pesar de ser un sector en expansión que busca acercarse a los niveles de desarrollo europeos que permitan extender el acceso de una materia prima

cuyos beneficios económicos y medioambientales están sobradamente demostrados, se haya incurrido en un desajuste entre el crecimiento de las infraestructuras construidas y el de su demanda asociada.

La necesidad de corregir los desequilibrios antes de que alcanzaran proporciones que

comprometieran el potencial de desarrollo del sistema gasista ha conducido a la adopción de diferentes medidas regulatorias, encabezadas por aprobación de la Ley 18/2014. Al introducir de forma expresa el principio de la sostenibilidad económica y un nuevo marco económico para el sector, la nueva Ley permite vislumbrar un escena-

rio de estabilidad regulatoria que coadyuvará al crecimiento de un sector gasista en plena expansión. Expansión favorecida, además, por la inclusión en la Ley de incentivos a la inversión en aquellas actividades que aún contienen una gran promesa de desarrollo clave para nuestro país como es la distribución gasista. ■

I

La liquidez en el hub de gas y los servicios de Iberian Gas Hub

Miguel A. Lasheras Merino

Director General de Iberian Gas Hub

Jorge Fernández Gómez

Director Técnico y de Mercados de Iberian Gas Hub

Introducción

En la Península Ibérica el desarrollo de un hub de gas lleva un cierto retraso respecto a otros países de la Unión Europea (UE). Probablemente no se ha abordado antes este desarrollo, porque una regulación "generosa" en materia de desbalances lo hacía prescindible. La implementación en la UE del tercer paquete energético de Directivas y de los Códigos de Red a él asociados (p. ej., el Código de Asignación de Capacidad y el Código de Balance) hacen inaplazable un cambio radical en la gestión de desbalances en España y Portugal, orientado a la implementación de esquemas de incentivos al balance diario, basados en las señales de precios de corto plazo provenientes del mercado. Este cambio, que comenzó en Europa a finales de los 90, ha ido asociado en toda la UE a la aparición de hubs de gas en torno a puntos virtuales de negociación.

La consolidación de liquidez en los hubs de gas está siguiendo, sin embargo, una evolución muy desigual. Según el *Tradability Index* de ICIS¹, son los hubs británico y holandés los que observan una elevada liquidez, mientras que el resto de hubs continentales se sitúan muy por debajo y, en algunos casos, como el hub italiano y el del sur de Francia, con índices de liquidez francamente pobres.

Para un hub que está en sus comienzos, parece relevante responder a la pregunta de "¿cómo puede la regulación contribuir a desarrollar y consolidar su liquidez?". Pensamos que un diseño institucional que genere incentivos y minimice costes en la gestión de desbalances, favoreciendo el acceso al mercado mayorista de perfiles distintos de *traders*, constituye la forma más efectiva de impulsar liquidez en un hub de gas. Recientemente el Gobierno ha presentado al Congreso un Proyecto de Ley de reforma

de la Ley de Hidrocarburos que define un mercado organizado de corto plazo de gas² y aboga por crear liquidez en el mercado mediante "market makers".

En este contexto, Iberian Gas Hub nació hace más de tres años como una empresa orientada a la promoción de un hub de gas en la Península Ibérica mediante la provisión eficiente de servicios que reduzcan los costes de entrada y transacción en el mercado. Nuestra orientación es identificar primero y prestar después aquellos servicios que añaden valor en los mercados mayoristas de gas, adaptados como es lógico al marco regulatorio vigente. Pero esto no quiere decir que pensemos que cualquier regulación tiene la misma eficacia en la promoción de mercados de gas. Como propone EFET³, y ha definido recientemente la Agencia Europea para la Cooperación de Entidades Reguladoras de Energía (ACER)⁴, el impulso del *trading* en los hubs europeos, y de su

¹ Para una definición de este índice ver http://www.icis.com/globalassets/Global/ICIS/pdfs/Methodology/EGHR_Methodology.pdf.

² Como se muestra a lo largo de este artículo, el proyecto de reforma de la Ley de Hidrocarburos no define propiamente un hub como los existentes en otros mercados europeos, sino únicamente un mercado organizado de corto plazo o exchange como los gestionados por Powernext, EEX, ICE-Endex o la Bolsa de Viena, por ejemplo.

³ Ver 3rd EFET GTM workshop, Brussels May 2014.

⁴ Ver ACER (2015): "European Gas Target Model – Review and Update."

liquidez, se ve favorecida cuando se siguen las mejores prácticas regulatorias y se adopta un modelo institucional apropiado. Sobre todo teniendo en cuenta que la creación y desarrollo de los hubs europeos ha requerido un proceso constante de prueba y error, de adaptación y de continuas mejoras en el diseño institucional, por parte de las autoridades regulatorias, de los gestores de red y de los operadores comerciales⁵.

Como explicamos en el resto de este artículo, en Iberian Gas Hub pensamos que la creación de un Operador de Hub similar al que existe en algunos hubs europeos, y/o la provisión por parte de empresas independientes de servicios para reducir los costes asociados a la cobertura eficiente de desbalances, reforzaría el objetivo del Proyecto de Ley de reforma de la Ley de Hidrocarburos, en lo que se refiere al fomento de la liquidez y la transparencia en el mercado mayorista de gas ibérico.

Los hubs de gas europeos

Los primeros hubs de gas virtuales⁶, como National Balancing Point (NBP) en Reino Unido y Title Transfer Facility (TTF) en Holanda, aparecieron en la Unión Europea (UE) a finales de los 90 y principios de los 2000, asociados a la gestión de los desbalances y al desarrollo de los códigos de red. Es la adecuación temporal y geográfica de la oferta y la demanda de gas en el corto plazo —es decir, la gestión del gas que sobra o falta para

Figura 1. Instituciones básicas de un hub de gas según EFET

European Gas Hub Development

Roles of hub participants must be clearly defined

TSO

Operates system
Accepts flow/trade nominations from system users
Facilitates virtual trading point through entry-exit
Provides Title Transfer service at VTP
Balances system via balancing market

Hub operator

Platform for registration of OTC trades
Accepts notice from exchanges of exchange-based trades
Provides title transfer and matching services
Ensures trade firmness through back-up/-down
Runs balancing market
Market surveillance and reporting

Exchange

Central counterparty
Clearing and credit management
Notification of confirmed trades to Hub operator / TSO
Licensed / regulated by financial authorities
Market surveillance and reporting

In some markets, hub services are provided by TSO

In some markets, bilateral trading platform is provided by exchange

Market participants should not be forced to trade the exchange
Arrangements should allow for physical and "pure" (paper) traders
Regulator should also consider how Hub operator is regulated if not TSO/exchange

equilibrar de forma casi instantánea las entradas y salidas de gas de las infraestructuras de transporte— lo que motiva la aparición de estos mercados de ajuste al por mayor.

La penalización de desbalances basada en el valor del gas en el muy corto plazo impulsa la demanda de productos de flexibilidad temporal (vg: compraventas de gas de corto plazo), así como de servicios de gestión de información necesarios para la cobertura eficiente de los desbalances. Esta demanda y estos servicios eran inexistentes

prácticamente en mercados en los que los desajustes horarios o diarios entre el gas incorporado y el extraído de las instalaciones de transporte se gestionaban mediante decisiones centralizadas, recurriendo a la holgura en los cambios de presión en la red de transporte, y no mediante mecanismos de mercado para conseguir un balance diario igual a cero por cartera o por entidad responsable de balance.

Como indica la figura 1, los hubs europeos se han estructurado en torno a tres institu-

⁵ Por ejemplo, desde julio de 2004 hasta diciembre de 2014 el Uniform Network Code del Reino Unido (la legislación básica del hub) ha sufrido unas 360 modificaciones y adaptaciones según estas se recogen en la página web de OFGEM, el regulador sectorial.

⁶ Un hub virtual es un punto nocional (no físico) que se constituye como punto de entrega en transacciones de gas y que se vincula a un conjunto de infraestructuras de la red de transporte (un área entrada-salida). Estas transacciones, en sí mismas, no requieren reserva previa de capacidad, pues el área de intercambio es virtual. Por tanto, el hub virtual no es una zona o punto de balance (el área entry-exit sí lo es, al ser un conjunto de infraestructuras físicas) y la condición que se impone al trading en el hub para que resulte compatible con la operación física de la zona entry-exit es que las posiciones netas abiertas de cada operador en el período de balance (vg: en el día), bien cortas (compradoras) o bien largas (vendedoras), se salden o balanceen con salidas (entradas) netas en la zona entrada-salida (por tanto, con movimientos físicos de gas desde o hacia las infraestructuras que definen dicha zona entrada-salida o zona de balance). La determinación de los saldos netos diarios por las diferentes operaciones comerciales con entrega en el hub y otras actividades y servicios conexos que se describen en este artículo son las principales funciones que realiza un Operador de Hub en los mercados donde existe.

ciones básicas (las plataformas de comercio –incluyendo las de los mercados organizados o *exchanges* y las de los brókers–, los operadores de hub y los gestores de red), y según el reparto competencial entre unos y otros se han definido distintos modelos institucionales.

En Europa hay constituidos básicamente ocho hubs de gas con un cierto grado de desarrollo y madurez. En cuatro de ellos existen operadores independientes (NetConnect Germany y Gaspool, en Alemania, CEGH en Austria y Huberator en Bélgica) que prestan servicios de hub. En los otros cuatro Estados-miembro se pueden configurar dos subgrupos: en el Reino Unido y Holanda, distintas empresas y los gestores de la red de transporte prestan de forma descentralizada estos servicios; en Francia e Italia, por el contrario, los servicios de hub son prácticamente inexistentes y la liquidez muy baja⁷. El hub italiano (PSV) es el menos líquido y el más parecido al modelo propuesto en el Proyecto de Ley español.

En los Estados-miembro en los que existe un Operador de Hub, es este el que organiza y gestiona el proceso de nominaciones comerciales por las transferencias de gas en el punto virtual de negociación y efectúa la notificación a los gestores de red de las entregas de gas asociadas a los distintos tipos de contratos intercambiados en el mercado y que utilizan el hub como punto de entrega

(contratos OTC y productos estandarizados). Previamente registra, comprueba y realiza el “*matching*”⁸, cuando corresponde, de los respectivos contratos intercambiados y de las cesiones y adquisiciones de gas correspondientes (bien diarias o bien horarias, según cuál sea el periodo de balance), facilitando así, sobre todo a nuevos entrantes (vg: traders puros o “*paper traders*” y comercializadores de menor tamaño), el cumplimiento de las obligaciones de balance.

En los casos en los que las funciones de un Operador de Hub son asumidas por el TSO, la aparición de liquidez (mediante, por ejemplo, la incorporación al mercado de *paper traders*) ha sido posible mediante instituciones orientadas al control de costes asociados a la gestión masiva de información en tiempo cuasi-real, así como a la cobertura mediante gas de los posibles desbalances, utilizando procedimientos de mercado pero obligando a la existencia de coberturas flexibles.

Desde una perspectiva institucional, merece la pena considerar esta experiencia europea para identificar las buenas prácticas regulatorias en la consecución de liquidez. En particular, resulta instructivo analizar cómo NBP y TTF han conseguido las economías de escala y las ventajas en costes de gestión de la información y de las comunicaciones, así como en las garantías por desbalances, sin que estas funciones las aporte un Operador de Hub independiente.

Definición del Punto Virtual de Negociación: Identificación de la entrega de gas con la notificación al gestor de red

NBP, como punto virtual, aparece con el Código Uniforme de Red de Reino Unido en 1997. El principal acierto de este nuevo Código fue definir NBP como un punto virtual de transferencia de titularidad del gas para todos los contratos existentes (tanto los intercambiados OTC⁹ como los intercambiados en *exchanges* o mercados organizados). Así, se definió legalmente un “*NBP Trade*” como aquel en el que la transferencia de gas se producía mediante la notificación diaria válida al gestor de la red de transporte¹⁰. Esta notificación consistía en la identificación de un usuario que entregaba (“*delivered*”) y otro que aceptaba (“*accepted*”) una cantidad de gas en un día determinado y en la red de transporte. Al definirse así la entrega de gas, su cumplimiento no necesitaba ser comprobado físicamente mediante la información extraída de los equipos de medida, sino simplemente mediante inscripción en las cuentas de balance propias de cada usuario que participaba en la transacción (el que entrega y el que acepta). Esta definición legal facilitó la firmeza de las transacciones en el punto virtual y las dotó de seguridad, reduciendo considerablemente los casos de incumplimiento y provocando así unos incrementos de liquidez espectaculares.

⁷ Los hubs franceses son básicamente instituciones dedicadas a gestionar las interconexiones internas y los problemas de viabilidad entre las zonas de balance francesas del norte y del sur. El trading de gas en el norte de Francia está prácticamente absorbido por la liquidez del mercado holandés. En Italia, el Punto di Scambio Virtuale, administrado y gestionado por Snam Rete Gas cuenta con una plataforma de mercado que organiza y administra la empresa Gestore dei Mercati Energetici SpA.

⁸ Los procesos de “*matching*” no son más que confirmaciones de cantidades y contrapartes asociadas a cesiones y adquisiciones de gas en el punto virtual o hub derivadas de contratos de gas.

⁹ Entendemos por mercado OTC (“*over the counter*”) el mercado de intercambios bilaterales, bien directamente entre agentes o bien a través de un intermediario o bróker.

¹⁰ Ver Bossley, Liz (1999): “*Trading Natural Gas in the UK*”. NG-4 Oxford Institute for Energy Studies.

Algunos años después de que se iniciara la liberalización del mercado británico, en 2003, Holanda, mediante la definición del TTF (*Title Transfer Facility*), copió el modelo de punto virtual de NBP¹¹ mejorando su definición al vincular el punto virtual de *trading* a la red física mediante un punto de entrada y otro de salida (también virtuales), lo que facilita el tratamiento de las transacciones comerciales en el *reporting* de desbalances y programas. La reciente reforma (implementada en 2011), que está dando un gran impulso a la liquidez del mercado holandés, ha mantenido la definición de punto virtual de negociación en TTF, pero ha incorporado nuevas obligaciones para la gestión de desbalances (vg: la obligación de enviar en D-1 un programa de balance por parte de las entidades responsables de balance o PRPs) y ha diferenciado entre TTF y otros puntos virtuales de balance (vg: el VPPV)¹². TTF es un punto virtual

disponible para todos los traders y usuarios del mercado y es, tal y como se define, un punto de entrega de gas; VPPV es el punto virtual reservado sólo para transferir la responsabilidad de balance de las entidades responsables del programa (PRPs en inglés o PVs en holandés). La entidad responsable del programa, el PRP, no es necesariamente un *trader*, ni un comercializador, ni un *shipper* o "*feeder*": es una empresa de servicios para el balance¹³.

La definición del punto virtual como punto de entrega en NBP primero y en TTF después facilitó la liquidez mediante la incorporación al mercado de *paper traders*, que tomaban posiciones de mercado para obtener beneficios de los movimientos favorables de precio, y mediante la reducción sustancial de los costes de entrada de nuevos comercializadores, que podían ajustar desbalances e incluso aprovisionarse de parte

de las cantidades que necesitaban para sus suministros mediante transacciones en el punto virtual. Simultáneamente, los operadores tradicionales se especializaban en incorporar a sus carteras de productos tradicionales nuevos contratos con flexibilidad que ofrecían a posibles demandantes (de flexibilidad) utilizando también el punto virtual como punto de entrega.

De esta forma, la definición de puntos virtuales supuso un impulso a la liquidez del mercado, pero este cambio no resulta gratis; también hizo aparecer nuevos costes¹⁴. Incorporó como costes anteriormente inexistentes los asociados a la gestión de la información de desbalances, a las comunicaciones en tiempo cuasi real para el *matching* de operaciones comerciales OTC, a las plataformas comerciales para las transacciones día e intradía y a la necesidad de servicios de respaldo para dar garantías a

¹¹ TTF se define como "the virtual location, serving as an entry and exit point at which shippers and/or traders can transfer gas".

¹² La reforma de 2011 define el Punto Virtual de Responsables de Programa (VPPV) como "the virtual point as referred to in article 17b, paragraphs 1 and 2 of the Dutch Gas Act." y distinto de TTF.

El Artículo 17b de la nueva Dutch Gas Act establece:

1. The party that feeds into the gas transmission network is responsible up to a virtual point on the gas transmission network for drawing up a programme that includes:
 - a. the volume of gas and where this is to be fed into the gas transmission network and
 - b. with regard to the net volume of gas at the virtual point on the gas transmission network when the programme responsibility transfers and to whom.
2. The party that extracts gas from the gas transmission network is responsible to a virtual point on the gas transmission network for drawing up a programme that includes:
 - a. with regard to the net volume of gas at the virtual point on the gas transmission network when the programme responsibility transfers and to whom and
 - b. the volume of gas and where it is extracted from the gas transmission network.
3. A Programme Responsible Party is responsible for a deviation from his programme.
4. A licensed supplier of household customers has programme responsibility for the extraction of gas by a customer as referred to in Article 43, first paragraph..
5. The programme responsibility can be transferred.

¹³ Ver Gasunie Transport Services: Wholesale Gas Market Model Working Group Gas. "Market Process Model. Market Wholesale Gas". 26 feb 2014.

¹⁴ La virtualización también impone costes en cuanto a la optimización física del transporte de gas, ya que obliga a elegir rutas de conexión entre puntos de entrada y puntos de salida según la contratación comercial y no según las leyes de la física. La gestión de inviabilidades y la discriminación de peajes en puntos de entrada son la expresión económica de estos costes. Ver Vázquez, M., M. Hallack and Jean-Mitchell Glachant (2012): "Building Gas Markets: US versus EU, Market versus Market Model". RSCAS 2012/10. EUI Working Papers. Florence School of Regulation. 14

los posibles desbalances por operaciones realizadas en el punto virtual.

En el caso de NBP y TTF, que optaron por funcionar sin un Operador de Hub independiente, el diseño institucional ha ido evolucionando en cuanto a la asignación funcional de los servicios de operación del punto virtual desde sus orígenes hasta ahora. En Reino Unido existen múltiples plataformas y brókers que dan servicios de mercado OTC (por ejemplo, las plataformas comerciales de Nasdaq, CME e ICE-Endex -que, además, aporta la plataforma comercial del OCM, "*On the Day Commodity Market*"-, y las de brókers privados como Tullet-Prebon, ICAP, GFI, etc.) y que vuelcan la información comercial mediante los sistemas de comunicación UKLink, gestionados inicialmente por National Grid. Hoy día la gestión de estos sistemas de comunicación se realiza mediante una empresa independiente de National Grid (aunque participada por esta): Xoserve Ltd., que fue creada en 2005. En esta empresa participan como accionistas directamente distribuidores y el gestor de la red.

En el caso holandés de TTF la información comercial se gestiona mediante la figura intermedia de las entidades responsables de balance¹⁵. La necesidad de abrir y conectar los sistemas de comunicación de *traders* con el fin de facilitar el *matching* de operaciones parece que encuentra en los escalones o capas intermedias entre el gestor de red y los *traders* una solución óptima para desarrollar las economías de escala necesarias.

Tanto en NBP como en TTF, el proceso de nominación comercial o notificación es relativamente complejo, con el fin de dar un tratamiento adecuado a las notificaciones re-

lativas a transacciones en el punto virtual. En NBP, dentro de las nominaciones hay que distinguir: las renominaciones, las nominaciones de puntos *Daily Metered* (DM) de entrada y de salida, las nominaciones *Non DM* (de salida) y las nominaciones comerciales. Cada uno de estos tipos de nominación tiene sus plazos y sus requisitos propios. Todas las nominaciones se realizan a través de los sistemas de comunicación e información de Xoserve, que captura medidas, recibe programas, nominaciones y renominaciones, calcula el desbalance diario y las garantías por riesgo de desbalance, realiza los repartos diarios y factura y liquida a los distintos usuarios. Gestiona al año un millón de peticiones de datos asociados a 22 millones de puntos de suministro (15.000 de ellos con medición diaria) y mantiene la información almacenada durante diez años.

En Holanda, las PRPs son empresas de servicios que tienen uno o varios contratos de balance con alguna o algunas empresas gasistas para suministro de gas de respaldo y con consumidores y comercializadores para asumir la responsabilidad de sus desbalances. Estas empresas, además de admitir la cesión de la responsabilidad de balance, reciben y gestionan toda la información comercial de sus clientes. Antes de las 14:00 h de D-1 envían los programas al gestor de la red (se envía un programa de entradas más operaciones en TTF, otro de salidas más operaciones en TTF o, si no hay entradas y ni salidas, uno distinto de operaciones en TTF). A partir de la recepción del programa, las compras y ventas en la plataforma del mercado diario e intradiario, que no modifican el programa vigente, se nominan y modifican la señal de balance (POS) del PRP. Si el gestor de la red estima que

los desbalances en un sentido no compensan los desbalances en sentido contrario, debe actuar obligatoriamente comprando y/o vendiendo gas e imputando los costes sobre los PRPs que ocasionan los desvíos o desbalances ("*causers*").

En resumen, la definición de puntos virtuales como puntos de entrega de gas para transacciones OTC bilaterales y para operaciones de las plataformas de comercio ha supuesto un gran impulso a la liquidez de los mercados europeos de gas. Pero esto ha complicado y elevado, sobre todo para adquirir liquidez, los costes de gestión de la información en tiempo cuasi-real para poder cumplir con los procesos de programación, nominación y notificación que resultan compatibles con la gestión segura de los desbalances físicos. El funcionamiento eficiente de los mercados obliga a que los costes soportados por los comercializadores en la programación y nominación de entregas y recepciones de gas en el punto virtual cuenten con períodos de prueba y con flexibilidad suficiente para ir adaptándose al desarrollo del mercado¹⁶. Tanto un Operador de Hub independiente como el gestor de la red pueden aportar esta flexibilidad. En ambos casos, parece básico combinar esta flexibilidad en el proceso de desarrollo de dichos procesos con una participación en el diseño y gestión de procesos de los comercializadores, *traders*, suministradores y grandes consumidores en el mercado.

Cobertura del riesgo de desbalance

En NBP, los desbalances individuales en el muy corto plazo los corrige el gestor de la red mediante actuaciones regladas en el

¹⁵ Además Holanda tiene suscrito el protocolo Edig@s dentro de la asociación europea EASEE, puesta en marcha en 2002 y cuyo objetivo es armonizar los protocolos de comunicación acordados por sus miembros (operadores y gestores de red).

¹⁶ Esta es una de las principales razones de los cientos de cambios que ha sufrido el Network Code en el Reino Unido en los últimos quince años.

"On-the-Day Commodity Market" (OCM), mercado spot organizado y administrado por ICE-Endex en el que National Grid compra y vende el gas que necesita para la gestión de dichos desbalances. A tal fin, los agentes (los traders tanto físicos como comerciales) firman un "System Clearer Contract"¹⁷. De esta manera, el desbalance diario de cada uno de los traders queda cubierto y es liquidado al final de cada día, haciendo de contraparte el gestor de la red, al coste diario del desbalance. El desbalance diario se calcula como diferencia entre entradas y salidas físicas (según medidas y repartos) considerando las cesiones y adquisiciones netas asociadas a los "NBP trades" válidamente notificados. El tipo de productos que puede comprar y/o vender el gestor de la red están regulados aunque, obviamente, no los precios. En ocasiones el gestor de la red puede recurrir a productos a plazo mediante compras en el mercado OTC, siguiendo un procedimiento estipulado y previa aprobación del órgano regulador OFGEM. Los usuarios de red con contrato de capacidad, además, pagan una penalización por el desbalance en el que incurrir, al tener éste normalmente un componente físico o de diferencia entre entradas y salidas físicas (de la red de transporte). Los traders comerciales sin contrato de capacidad simplemente son balanceados al precio del mercado por el gestor de la red. Los usuarios (tanto traders como agentes con contrato de capacidad) envían a lo largo del día varias predicciones de desbalance ("forecast daily imbalance nominations") que se tienen en cuenta por el gestor de la red para afinar sus predicciones y, sobre todo, para liquidar el "incentivo" a predecir adecuadamente los desbalances por parte de los usuarios físicos; esto es, para que las diferencias entre la predicción de los desba-

lances y los desbalances según medidas y repartos sean mínimas.

La cobertura de desbalances en el hub holandés (TTF), aunque aparentemente muy parecida a la británica, mantiene algunas diferencias con esta. Por ejemplo, el balance es horario y no diario, hay una "capa" intermedia de responsables de balance (las entidades responsables de programa, o PRP) y en D-1 se envía un programa que no es modificable, que debe estar balanceado y que sirve de referencia para el desbalance. A partir del mismo, las PRPs deben tomar las medidas pertinentes (vg: compras y ventas en el mercado) para compensar los desvíos de este programa y evitar desbalances. Reciben una señal en tiempo cuasi real del desbalance de su portafolio (POS) que emite el gestor de la red y que se actualiza cada cinco minutos. El desbalance diario acumulado al final del día (acumulación de los desbalances de los períodos horarios del día) se liquida al precio del "linepack flexibility service" (que es básicamente un promedio del precio del día más un porcentaje de penalización).

Las PRPs pueden firmar *Balance Agreements* para que sus desbalances, cuando estén motivados por las salidas en determinados puntos (consumidores industriales y las denominadas áreas netas), queden cubiertos por otro PRP, creándose así un mercado de servicios de balance. El volumen de gas cuya responsabilidad se transfiere según estos contratos se determina en tiempo real y puede ser un porcentaje de las salidas, una cantidad máxima o una mínima y ser suministrado por uno o por varios PRPs.

Hasta hace muy poco, la cobertura del desbalance se suministraba por el gestor de

la red Gasunie mediante el "Bid Ladder" u orden de mérito de gas para desbalances, constituido por un conjunto de ofertas ordenadas de menos a más en cuanto a precios y cantidades que establecía el orden en que el gestor de la red utilizaba estas ofertas para ir asignándolas a los desbalances según su volumen. Este procedimiento, tras unos años de utilización, ha sido sustituido recientemente por actuaciones en el *Intra Day Market* (i.e., en la plataforma de comercio de ICE-Endex).

Todos estos procesos de cobertura de desbalances tienen efectos sobre los incentivos a balancearse mediante transacciones de mercado y sobre el coste de las garantías por desbalances. Y ambos costes están estrechamente relacionados con la liquidez del mercado. En el primer caso, porque el número de operaciones es mayor o menor según sean los incentivos a estar balanceado. Si los incentivos son muy débiles, por ejemplo porque los desbalances son muy baratos, habrá operadores que prefieran el desbalance al coste de asumir riesgos y pagar costes de transacción en los mercados. Si las garantías son muy altas, la probabilidad de un *default* que carezca de cobertura y afecte al mercado en su conjunto será muy baja, pero las garantías por desbalances actuarán como una barrera de entrada. Si, por el contrario, las garantías resultan muy bajas, los costes de entrada serían menores y aparecerían más entrantes, pero los riesgos de desbalances a soportar por el conjunto de operadores serían más elevados y podrían tener un efecto negativo sobre la liquidez aún mayor.

Así pues, observamos cómo los procedimientos aportados para la cobertura de desbalances en los distintos hubs (y, espe-

¹⁷ Según el Uniform Network Code es un contrato que tiene efectos sólo en cuanto a cantidades para compensar desbalances, pero carece de precio. Las cantidades entregadas o recibidas de gas se liquidan al coste diario del desbalance.

cialmente, en los dos en los que más ha crecido la liquidez) han ido ajustándose a medida que la información, los mecanismos de incentivos y el comportamiento de los operadores iban evolucionando y adaptándose al desarrollo del mercado. Los mecanismos de seguridad requeridos al principio para una operación segura de la red cambian según se desarrolla liquidez. Por todas estas razones creemos que la liquidez en el hub ibérico requerirá la consolidación de servicios de hub asociados a la implementación del código de balance.

El hub ibérico de gas

En el caso de la Península Ibérica, hay dos características que deben ser tenidas en cuenta antes de valorar el arranque y la posible evolución de un hub de gas:

1. La estocasticidad de la demanda aportada por la combinación de generación eólica y ciclos combinados, ya que la dependencia del consumo de gas con destino las centrales eléctricas es muy dependiente del hueco térmico o espacio de la demanda que queda por abastecer una vez deducida la generación “no gestionable”; esto es la nuclear, la hidráulica fluyente y la proveniente de las tecnologías renovables. El hueco térmico ha sido

sumamente volátil en los últimos años y además difícilmente predecible con antelación suficiente. Las predicciones de viento suelen ganar en precisión de forma exponencial durante las últimas horas anteriores al despacho. La demanda y oferta de gas para desbalances tendrá por tanto un elevado componente estocástico de difícil predictibilidad en el corto plazo.

2. La vinculación estrecha de la oferta interna de gas con la situación del mercado internacional del GNL, puesto que la Península Ibérica constituye un mercado que se abastece más o menos al 50% mediante gas proveniente de las plantas de regasificación y mediante gas proveniente de las conexiones internacionales con Argelia¹⁸. Bajo estas condiciones, en los momentos en que el precio del GNL internacional se sitúe por encima por el precio de los contratos ToP con Argelia, el precio internacional tenderá a ser el principal *driver* del mercado interno. Por el contrario, en los momentos en que el GNL se sitúe por debajo del precio de los contratos con Argelia, el GNL tenderá a desplazar en cantidad al gas proveniente del tubo, pero las cláusulas suelo marcarán hasta dónde pueda llegar la sustitución y, por tanto, la traslación de los

precios del GNL al mercado interior será muy parcial.

Esta doble característica hace especialmente relevante la necesidad de un diseño institucional que cuente con elevadas dosis de flexibilidad y con una gran capacidad de adaptación para que la volatilidad esperada de precios y la necesidad de productos que vinculen el precio del gas con el del GNL puedan aparecer y consolidarse según evolucionan las necesidades de oferentes y demandantes. Los productos de flexibilidad asociados al almacenamiento en tanques y en almacenes subterráneos, y por tanto muy vinculados al mercado OTC, como los *swaps* que intercambian los comercializadores en la actualidad, tendrán un papel relevante, al menos en sus comienzos.

Pensamos que un Operador de Hub independiente aportaría las dosis de innovación y flexibilidad que requiere el lanzamiento de un hub de gas en España y, especialmente, que el crecimiento de liquidez en torno a contratos cada vez más estandarizados sólo es posible sobre la base de un mercado OTC amplio y profundo. La Regulación deberá encontrar el *mix* adecuado entre imponer y vigilar reglas de comportamiento y esta continua adaptación de productos y procesos.

¹⁸ Un tercer determinante de precios por el lado de la oferta es el precio del gas en la Europa continental (y, en concreto, en las zonas de balance francesas), aunque tanto la capacidad de ajuste de precios por flujos a través de la interconexión con Francia como la liquidez de las zonas de balance del sur de Francia son limitadas.

Conclusión

Los servicios de Iberian Gas Hub se organizan en torno a sistemas de negociación, información y control diseñados a partir de nuestro análisis de la experiencia europea y de nuestro creciente conocimiento del mercado ibérico de gas, adaptándolos a nuestras peculiaridades y a nuestra regulación. La flexibilidad y capacidad de adaptación es una de las características en que más estamos insistiendo a la hora de diseñar nuevas líneas de servicios. De hecho, sin esa flexibilidad hubiera sido imposible el desarrollo inicial de nuestros sistemas de negociación, que utilizan diferentes tecnologías y sistemas de control según las demandas de nuestros clientes.

Una plataforma de comercio o un mercado organizado de productos estandarizados no pueden contribuir, por sí solos, al desarrollo de productos y servicios de flexibilidad que den respuesta a la amplia demanda que requiere la gestión de desbalances para *traders*, comercializadores, *shippers* y grandes consumidores y a su evolución y adaptación temporal.

Los productos estandarizados son sólo una parte de la gama de productos de flexibilidad que requieren los agentes que operan en mercados maduros de gas. En consecuencia, una plataforma de mercado organizado (por ejemplo, mercados diarios e intradiarios como ICE-Endex, Powernext o la Bolsa de Viena) aporta productos de flexibilidad, pero sólo satisface una demanda parcial de la misma. No es posible contemplar en la plataforma comercial de corto plazo del mercado organizado productos como renominaciones, opciones tipo *swing*, *"balancing agreements"*, *swaps*, etc., que utilizan como punto de entrega el punto virtual de negociación y que resultan imprescindibles para una cobertura eficiente de desbalances, como muestran las experiencias europeas analizadas.

El Gestor Técnico del Sistema, por otro lado, difícilmente podrá contar con una información estructurada y detallada del riesgo de contraparte aportado por cada responsable de balance, por lo que deberá exigir garantías, en particular a los nuevos entrantes, según los desbalances probables asociados a las nominaciones y notificaciones emitidas por cada responsable de balance. En los mercados más maduros se genera mucha información que no sólo no debe ser ignorada, sino que debe estructurarse y organizarse con el objetivo de facilitar un funcionamiento eficiente del mercado (i.e., la consecución de liquidez) y una gestión óptima de la red.

Por ejemplo, un nuevo comercializador que se dé de alta como usuario de la red y como miembro del mercado para adquirir y vender gas a consumidores finales puede tener un contrato de suministro firmado con otro comercializador o no tener ninguno, y puede tener un contrato de respaldo de sus desbalances con otro comercializador o no tener ninguno. Las garantías por desbalance que deberán exigirse no deben ser independientes de la existencia de estos contratos de cobertura. La identificación y gestión de la información que genera la variada tipología de relaciones comerciales y contractuales entre agentes en los mercados de gas es más barata cuando se gestiona interponiendo un nivel (el Operador del Hub o el responsable de balance) entre el gestor de la red de transporte y el nuevo entrante, como muestran las experiencias en los hubs europeos. Esto no es nuevo, es el mismo principio por el que los miembros compensadores generales abaratan el coste de las garantías en una cámara de contrapartida en los mercados financieros. Por la misma razón, las empresas de servicios para la cobertura de desbalances (y el Operador de Hub es un caso particular de estas empresas) abaratan las garantías y reducen el riesgo de desbalances, impulsando así la liquidez del mercado. ■

Cambio climático: Algunas reflexiones y hechos relevantes de la Cumbre de Lima

Cristina Rivero Fernández

Jefe Departamento Cambio Climático de UNESA

El pasado mes de diciembre tuvo lugar la Vigésima Conferencia de las Partes de la Convención Marco de Naciones para el cambio climático. Sólo con el título de la reunión puede uno sacar conclusiones. Son ya veinte años negociando en el ámbito internacional y, bajo el paraguas de las Naciones Unidas, qué hacer en el ámbito del cambio climático. En estos veinte años, aunque a veces no se aprecie o se nos olvide, ha cambiado radicalmente el escenario, no tanto desde el punto de vista de la ciencia, a tenor de los cinco informes de evaluación del estado de la cuestión que ha publicado el Panel Intergubernamental de cambio climático en este tiempo y que no han hecho más que ir reforzando las tesis iniciales y constatando los hechos de manera cada vez más clara, sino desde el punto de vista del papel de la comunidad internacional, tanto gobiernos como sociedad civil. En concreto, la forma en que los países se aproximan al problema y el abanico de posibilidades sobre la mesa son hoy en día muy diferentes y dibujan un panorama muy distinto al que había en los inicios de este proceso. Ha cambiado el mundo y ha cambiado la forma en que la sociedad civil, incluyendo el sector privado, se involucra en este proceso. Quiero pensar que no en vano hemos ido evolucionando igual que el

proceso de negociación y creo que a estas alturas tenemos claro lo que podría funcionar y lo que no proporcionará el marco necesario para cumplir el objetivo acordado.

Es harto complicado pretender explicar a la opinión pública que lo que se discute en estas cumbres no es la existencia o no de bases científicas que apoyen las tesis de la existencia de un cambio global, como prefieren definirlo no pocos científicos, o de un cambio climático sino qué hacer al respecto, pero en efecto así es. Las bases científicas están claras, los datos históricos están ahí y ninguna declaración de ningún país los pone en duda. El único acuerdo unánime hasta la fecha en el marco de la Convención es precisamente este:

- El problema es urgente.
- El objetivo global debe ser como mínimo no aumentar la temperatura media global en más de 2°C con respecto a la era preindustrial, sabiendo y asumiendo que esto tendrá consecuencias a las que habrá que hacer frente.
- La única manera viable y efectiva de hacer frente al cambio climático es que haya

un acuerdo global en el que participen todos los países y en el que cada cual aporte en la medida de sus responsabilidades y capacidades. Cabe recordar que actualmente, con datos del año 2010, seis países (contando la Unión Europea como uno) suman el 81% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero. Estos países son China, Estados Unidos, India, Rusia, Japón y la Unión Europea.

- El acuerdo debe entrar en vigor en 2020, para lo que debe acabar de negociarse en 2015.
- Los compromisos que están actualmente sobre la mesa no llegan a cumplir el objetivo acordado de limitar el incremento de temperatura en 2°C.

¿Cuál es entonces el problema? Ninguna de estas premisas está en discusión y sin embargo acordar las políticas y medidas necesarias para alcanzar el objetivo acordado supone un complicado reto. No es por tanto el escenario lo que se discute sino qué se puede hacer ante tal escenario. Y es ahí donde la tarea es formidable.

La Plataforma de Durban para Acción reforzada

Al finalizar el primer periodo del Protocolo de Kioto, Japón, Canadá y Rusia se marcaron del segundo periodo, que está actualmente en vigor entre 2013 y 2020 y que incluye una minoría de países industrializados (especialmente en términos de emisiones de gases de efecto invernadero) entre los que se encuentran la Unión Europea, Suiza, Noruega, Nueva Zelanda y Australia y todos los países en desarrollo. Este segundo periodo permite avanzar a los países en desarrollo y mantener los mecanismos actuales sin adquirir compromisos. La Unión Europea consiguió así mantener la actual arquitectura y el funcionamiento de los mecanismos e inscribió sus compromisos 20 20 20 en el ámbito internacional.

Una vez próximo el fin del primer periodo de compromiso del Protocolo de Kioto en 2012 y tras seis años de negociación separada en dos tramos, uno en el marco de la Convención y otro en el marco del Protocolo de Kioto, la Cumbre celebrada en Durban en el año 2011 consiguió encauzar las negociaciones en un solo marco común que pudo al fin reunir a todas las partes. Así, por primera vez desde que se ratificó el Protocolo de Kioto se consiguió romper en el proceso de negociación la distinción entre países desarrollados y en desarrollo incluyendo la discusión sobre adquisición de compromisos en varios niveles y por todas las partes, y se comenzó a negociar en un proceso único, transparente e inclusivo. Para ello una decisión estableció un nuevo órgano subsidiario de la Convención, el Grupo de trabajo *ad hoc* sobre la plataforma de Durban para acción reforzada, con el objetivo de lanzar un proceso para desarrollar un “*protocolo, otro instrumento legal o un resultado acordado con fuerza legal*” en el marco de la Convención de Naciones Unidas para el cambio climático aplicable a todas las partes.

Este grupo es el que negocia actualmente el futuro acuerdo, y debe acabar su trabajo antes de 2015 con el fin de que dicho protocolo, instrumento legal o resultado acordado con fuerza legal se adopte en la COP 21 que se celebrará en París del 30 de noviembre al 11 de diciembre de 2015, de modo que pueda entrar en vigor e implementarse a partir de 2020.

El grupo tiene además un segundo objetivo: incrementar el nivel de ambición de los compromisos presentados hasta la fecha antes de 2020, ya que son insuficientes para cumplir el objetivo de no incrementar la temperatura por encima de los 2°C. Esto incluye varias acciones, como afianzar los compromisos existentes en el marco del segundo periodo de compromiso del Protocolo de Kioto (para quienes lo han firmado), presentar nuevos compromisos, presentar objetivos o políticas de reducción nacionales, y si es posible revisarlos y aumentar su nivel de ambición. Igualmente contempla acelerar las iniciativas relativas a mitigación identificando y fomentando aquellas con elevado potencial, a través del intercambio de información y mejores prácticas en ciudades y regiones y promoviendo la cancelación voluntaria de unidades del mecanismo para un desarrollo limpio. Así, desde 2011 el futuro marco se viene negociando en la llamada “Plataforma de Durban”.

El Objetivo de la Cumbre de Lima

El objetivo principal de la Conferencia de las Partes en Lima era avanzar en las negociaciones en el marco de la plataforma de Durban para desarrollar el nuevo acuerdo global. Para que el acuerdo pueda firmarse en París, se debe contar con antelación con el texto de negociación, determinar el contenido de las contribuciones de cada país y establecer las reglas de funcionamiento de todo el acuerdo, o en su defecto el marco

global que permita desarrollar las reglas detalladas a continuación, como se hizo con los Acuerdos de Marrakech para la definición detallada de los mecanismos del Protocolo de Kioto. Además hay que materializar el aumento de ambición acordado para antes de 2020, una vez reconocido que hay una brecha (entre 8 y 10 Gt de CO₂e) entre el nivel de ambición actual y la senda que llevaría a cumplir el objetivo de no incrementar la temperatura en más de 2°C.

La Cumbre se alargó hasta la madrugada del domingo y finalizó con 19 decisiones de la COP (2 de ellas relativas al Protocolo de Kioto) y una decisión a la que se ha denominado “Llamada de Lima a la Acción por el Clima”.

Llamada de Lima a la Acción por el Clima

Como resultado de las negociaciones en Lima se aprobó una decisión, la “*Llamada de Lima a la Acción por el clima*”, que reafirma la voluntad de un acuerdo en los términos acordados en Durban dejando claro que se elaborará aplicando el principio de la Convención de Responsabilidades comunes pero diferenciadas y respectivas capacidades pero añadiendo además la coletilla “a la luz de las diferentes circunstancias nacionales”. La diferenciación entre países desarrollados y en desarrollo fue una de las principales dificultades en la negociación. A pesar de haber acordado desde la Cumbre de Durban que todas las partes deben participar en el nuevo acuerdo, la responsabilidad y capacidad de unos y otros sigue siendo un punto de fricción que aflora en cada tema y augura bastantes complicaciones de cara al acuerdo de París si no se resuelve con anterioridad.

Además, la decisión establece las reglas básicas para las contribuciones de los países y recoge que el texto de negociación del acuer-

do debe estar disponible antes de mayo de 2015. Por otra parte, pide a todas las Partes en el Protocolo de Kioto que ratifiquen y apliquen la Enmienda de Doha para que pueda entrar en vigor. Hasta la fecha han ratificado la enmienda 21 partes de las 125 necesarias.

Las contribuciones de los países al nuevo acuerdo

En la COP de Varsovia en 2013 se cambió el concepto de “compromisos” por el de “contribuciones previstas determinadas a nivel nacional” (*Intended Nationally Determined Contributions, INDCs*) de mitigación para el periodo post 2020. La decisión de Lima debía establecer el alcance de estas contribuciones, la información asociada a las mismas, el proceso para su evaluación y la cuantificación de su efecto agregado. La UE entendía que estas contribuciones incluyen los objetivos de reducción de emisiones a partir de 2020 y deben centrarse por tanto en ellos (mitigación) pero los países en desarrollo querían introducir también la adaptación y financiación, lo que supuso también complicadas negociaciones. Finalmente se introdujo el tema de la adaptación con carácter voluntario.

Según la decisión adoptada, estas contribuciones tendrán las siguientes características:

- deben representar un avance con respecto a los compromisos actuales,
- pueden incluir sus iniciativas en materia de adaptación,
- deben comunicarse con suficiente antelación a la COP de París (en el primer trimestre de 2015, si es posible), de forma clara, transparente y comprensible. Para ello “*las partes deben proporcionar información sobre el punto de referencia (año de base si procede), plazos y/o pe-*

riodos de aplicación, ámbito y cobertura, procesos de planificación, supuestos y enfoques metodológicos, incluidos los destinados a estimar y contabilizar las emisiones y absorciones de gases de efecto invernadero, e indicar los motivos por los que consideran que su contribución es justa y ambiciosa, a la luz de sus circunstancias nacionales, y la manera en que contribuye a la consecución del objetivo de la Convención”.

Este punto sobre la información que debe acompañar a las contribuciones fue también muy conflictivo. Por una parte por el tipo de información y por otra por la revisión de esta información. China se mostró en contra de que sus contribuciones se revisaran antes de París y finalmente se ha decidido que esa primera evaluación la hagan los propios países.

- la secretaría publicará en la web de la Convención las contribuciones que se comuniquen hasta el 1 de octubre de 2015 y preparará para el 1 de noviembre un informe de síntesis sobre el efecto agregado de las contribuciones.

Aumentar el nivel de ambición pre 2020

Para alcanzar el objetivo de incrementar el nivel de ambición de los compromisos presentados hasta la fecha antes de 2020 se han celebrado durante este año varias reuniones técnicas (energías renovables, eficiencia energética, captura, uso y almacenamiento de CO₂, ciudades, gases distintos del CO₂) con el fin de identificar acciones concretas que puedan suponer un nicho importante de reducción de emisiones y en las que hay una participación importante del sector privado. En Lima, formando parte de la decisión, se acordó continuar el examen técnico de estas oportunidades con elevado

potencial de mitigación en el periodo comprendido entre 2015 y 2020, para lo que la secretaría seguirá organizando estas reuniones coincidiendo con los periodos de sesiones de negociación. Así, el papel de estas reuniones, menos políticas y más técnicas, y su posible aportación al proceso ha salido muy reforzado en esta Cumbre.

Durante la Cumbre se celebró además una reunión de alto nivel sobre Acción Climática, que se celebrará a partir de ahora con carácter anual para intensificar dicha acción.

Los elementos del Acuerdo

La Llamada a la Acción climática de Lima contiene en su anexo el texto con los elementos del acuerdo. Este texto será la base de las negociaciones durante 2015. De momento mantiene todas las opciones abiertas y recoge todos los aspectos del acuerdo incluyendo:

- Objetivo general
- Mitigación: aspectos globales y mitigación a largo plazo, contribuciones/ compromisos/ actuaciones de mitigación y reglas de contabilidad
- Adaptación y pérdidas y daños a largo plazo y contribuciones/ compromisos/ actuaciones, monitorización
- Financiación, contribuciones, escala, fuentes, instituciones, escala
- Tecnología y transferencia de tecnología
- Capacitación
- Apoyo y transparencia de las actuaciones (monitorización, informe y verificación)
- Calendario, proceso, medios para la implantación, otros aspectos

Financiación climática

La financiación siguió siendo uno de los temas más recurrentes y conflictivos en las negociaciones. El Comité de Financiación presentó su evaluación, en la que ha determinado que más de 650 mil millones de dólares se dedicaron a acción climática anualmente en 2011 y 2012. En la financiación a largo plazo se continuaron las discusiones sobre cómo materializar el compromiso asumido por los países desarrollados en la Cumbre de Copenhague de movilizar 100.000 millones de dólares anuales a partir de 2020 a través de diferentes fuentes, tanto públicas como privadas en el contexto de acciones significativas de mitigación. Aunque no se avanzó mucho en este tema, que será una de las “tareas” para 2015, el Fondo Verde para el Clima, cuyo objetivo es haber finalizado su capitalización inicial para la Cumbre de París y contar por entonces con varios proyectos, consiguió durante la Cumbre sumar una capitalización inicial de 10,2 mil millones de dólares con los anuncios de las aportaciones de los países. De este modo, el Fondo puede comenzar a financiar proyectos y es ya el mayor fondo de acción climática. En una decisión de la COP se aprobó entre otros temas acelerar la puesta en marcha de la facilidad para el sector privado de modo que puedan acreditarse las entidades privadas en 2015.

Durante la Cumbre se celebró además un Diálogo ministerial sobre financiación. La Unión Europea y sus EEMM han contribuido hasta la fecha con 4.7 mil millones de dólares al Fondo Verde para el Clima, y el Comisario Arias Cañete anunció que en 2013 el presupuesto de la UE incluye 900 millones de euros para financiación de actuaciones relacionadas con el clima de los que la mitad se dedica a adaptación y que en los próximos años tienen la intención de duplicar este presupuesto hasta llegar a los 2 mil millones de euros anuales. España

anunció durante la Cumbre una contribución de 149 millones de dólares al Fondo Verde por el Clima.

Mecanismos de mercado

No se avanzó en los nuevos mecanismos de mercado, ya que los países en desarrollo quieren tener claros los términos del nuevo acuerdo antes de entrar a discutir los mecanismos que operarían en él y su relación con el mercado. En cuanto a los mecanismos del Protocolo de Kioto, aunque se aprobaron las correspondientes decisiones, tampoco se llegó a avances claros, quedando para las siguientes sesiones las discusiones relativas a mejoras en las modalidades y procedimientos.

Mecanismo para un Desarrollo Limpio

Se revisó el informe de la Junta Ejecutiva sobre el funcionamiento del MDL en el periodo 2013-2014. En estos momentos hay más de 7.500 proyectos registrados en 95 países, más de 270 programas de actividades registrados en 75 países, más de 1.500 millones de créditos emitidos y más de 215 mil millones de dólares de inversión. Además se han cancelado voluntariamente más de 1.600 millones de créditos del MDL. La decisión sobre el MDL insta a continuar trabajando en las posibles mejoras identificadas para las modalidades y procedimientos del MDL.

Mecanismo de Acción Conjunta

Se aprobó el informe del Comité supervisor para 2013-2014. En el periodo 2006-2014 se han llevado a cabo 548 proyectos en el Track 1 y 51 en el Track 2, se han acreditado 5 entidades independientes y se han emitido más de 856 millones de unidades de reducción de emisiones para el primer

periodo de compromiso del protocolo de Kioto. La decisión reitera la preocupación existente por la difícil situación del mercado y la necesidad de su continuación para ayudar a los países que han firmado el segundo periodo del Protocolo de Kioto.

Otros temas

- En Adaptación y Pérdidas y daños se aprobaron algunas decisiones breves estableciendo por ejemplo el plan de trabajo inicial del mecanismo de Varsovia para Pérdidas y daños para los próximos dos años y la necesidad de reforzar la información que los países deben incluir en relación a sus planes nacionales de adaptación.
- Se celebraron sesiones monográficas sobre acciones de mitigación apropiadas a cada país (NAMAs) y sobre el mecanismo de reducción de las emisiones de la deforestación y degradación del suelo (REDD+) discutiendo sobre su funcionamiento, barreras y participación del sector privado sin que se hayan aprobado decisiones concretas.
- En tecnología se aprobó el informe del Comité ejecutivo y centro y red de tecnología del clima y su plan de trabajo.
- Se aprobó la Declaración Ministerial de Lima sobre Educación y un Programa de trabajo sobre género.

El Portal de Acción Climática Nazca

El Gobierno de Perú lanzó una herramienta para aumentar la visibilidad de las acciones climáticas que llevan a cabo agentes distintos de los gobiernos, es decir, ciudades, regiones, empresas e inversores. El portal quiere mostrar la acción estratégica que lle-

van a cabo los actores no estatales, ya sea de manera individual o cooperativa. Lleva el nombre de Portal de Acción Climática Nazca, en referencia a los glifos que decoran el paisaje de Perú y que representan entre otros la agilidad del colibrí, la creatividad del mono y la ambición del cóndor de volar alto, cualidades que poéticamente relacionó el Ministro Pulgar Vidal, presidente de la Cumbre, como cualidades necesarias ahora y en el futuro para hacer posible la acción climática tanto en el corto como en el largo plazo.

El Portal de Acción Climática Nazca¹, irá recogiendo clasificadas por sectores y agentes la variedad de acciones que van desde el incremento de la eficiencia energética o las energías renovables, a políticas para poner un precio al carbono o inversiones en adaptación. Empresas como Endesa e Iberdrola han inscrito ya sus compromisos de reducción de emisiones para 2020 en el Portal.

Para el lanzamiento, en el portal se incluyen datos de *Carbon Disclosure Project* (CDP) y el Registro *Carbon Climate* y durante el próximo año se añadirán más entidades asociadas. Recoge además los compromisos e iniciativas anunciadas durante la Cumbre del Clima del Secretario General de la ONU en Nueva York en Septiembre de 2014. Hasta la fecha hay 317 ciudades, 70 regiones y 261 empresas que han incluido sus acciones y compromisos en el Portal.

Evaluación multilateral de España

Durante la celebración de la Cumbre, España pasó la evaluación de sus políticas

de cambio climático en el marco de la evaluación internacional multilateral². Este proceso comenzó en enero de 2014 con la entrega de la Sexta Comunicación Nacional de España y su primer informe bienal y la revisión de los mismos por parte de expertos de Naciones Unidas y preguntas escritas de las demás Partes. El siguiente paso es la presentación de las políticas y medidas de cada país ante las demás partes de la Convención en una sesión de preguntas y respuestas. Finalmente, se elabora un informe técnico. El objetivo de este proceso es fomentar la comparabilidad de los esfuerzos realizados por los países de desarrollados en relación a sus compromisos y objetivos de reducción de emisiones. Entre esta sesión y la Cumbre de París se irá evaluando a todos los países.

El papel del sector privado

Además de la acción de los Gobiernos, ha tomado bastante relevancia en el proceso la actuación de los sectores no gubernamentales y su papel sobre todo en el marco de aumentar el nivel de ambición en la reducción de emisiones. Durante la celebración de la Cumbre hubo varios eventos organizados por el sector privado y por el secretariado en los que se discutió la aportación del mundo de la industria y los negocios al proceso, entre los que destacan los siguientes:

- *Business and Industry Day*
- *Caring for climate Business Forum*
- *Major Economies Business Forum*: celebraron un encuentro centrado en La-

tinoamérica y el papel de su industria y negocios en la acción por el clima.

- *Energy Day*, organizado por la Agencia Internacional de la Energía, WBCSD, BID
- *World Climate Summit*,

En sus intervenciones en los plenarios, el sector privado destacó su voluntad de contribuir al proceso y a la consecución de los objetivos de la Convención y se centró en lo siguiente:

- Agradecieron los anuncios de EEUU, China y la UE sobre sus objetivos, necesarios para dar claridad a la industria y negocios y pidieron que las demás partes comuniquen sus objetivos cuanto antes.
- Afirmaron la importancia y necesidad de contar con un precio para el carbono aunque haya diferentes opiniones sobre cómo implantarlo, pero ya sea vía mercados, tasas u otras medidas piden urgentemente que exista la señal de inversión que marca dicho precio.
- Pusieron de manifiesto el daño que ha hecho a las empresas la falta de mejoras en el Mecanismo para un desarrollo Limpio y la falta de demanda de créditos del mecanismo.
- Sobre el diseño de los nuevos mecanismos se advirtió que sin una demanda y una regulación estables las escasas inversiones que se lleven a cabo serán de alto riesgo.
- Hicieron notar la preocupación por las cifras que se están dando en relación a

¹ <http://climateaction.unfccc.int/>

² Toda la información está disponible en la web de la CMNUCC; http://unfccc.int/national_reports/biennial_reports_and_iar/international_assessment_and_review/items/8487.php

la financiación y pusieron de manifiesto la necesidad de implantar un Sistema robusto de monitorización, reporte y verificación de los flujos financieros relacionados con la acción climática, contabilizando claramente la aportación de los fondos públicos y dando claridad al sector privado sobre el destino de sus inversiones. Afirmaron que la transparencia es clave para movilizar recursos adicionales. En particular, pidieron claridad y transparencia sobre la facilidad para el sector privado prevista en el Fondo Verde para el Clima.

La Unión Europea en el camino hacia París

La Comisión Europea informó a los representantes de empresas europeas sobre la posición de la UE en las negociaciones. La Dirección General del Clima ve necesaria una reflexión acerca de dónde vamos con este proceso antes de París y entiende que el proceso no puede mantenerse recogiendo posiciones individuales de países o grupos de países como hasta la fecha y que hay que comenzar a negociar de verdad. Para ello la UE va a emplear a fondo su diplomacia en materia de acción climática y tiene previsto hacerlo a través del G7, del G20 y del Diálogo de Cartagena. En estos grupos la UE quiere discutir entre otros el tema de la diferenciación entre países de-

sarrollados y en desarrollo para poder avanzar antes de la Cumbre de París. Francia y la alta representante de la Unión para Asuntos Exteriores han incluido este tema como uno de los prioritarios para 2015.

Representantes de la Comisión destacaron durante la Cumbre que la política de la UE en materia de cambio climático está ya muy afianzada y se mantendrá al margen de cómo vayan las negociaciones internacionales.

Por su parte Laurent Fabius, Ministro de exteriores de Francia y próximo presidente de la Cumbre de París anunció su objetivo de que dicha Cumbre tenga un foco especial en el mundo de los negocios y la industria.

La posición de España

En su intervención en el Plenario la Ministra de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente afirmó que es el momento de pasar a la acción y defendió el amplio conjunto de medidas del Gobierno español para avanzar en una reducción efectiva de las emisiones, explicando que estas se centran en favorecer las reducciones de gases de efecto invernadero en el propio territorio para además de reducir favorecer la transición hacia economía baja en carbono y resiliente y, al mismo tiempo, crear empleo y actividad económica. Además afirmó que

pese a las dificultades económicas España seguirá apostando por la cooperación internacional y la promoción del desarrollo sostenible en el ámbito de la lucha contra el cambio climático multilateral.

Calendario

A la vista del estado de las negociaciones, es fácil intuir que el calendario de trabajo para 2015 va a ser intenso. De momento están previstas varias sesiones de negociación además de incontables iniciativas que intentarán ir sumando. Entre las citas importantes cabe destacar las siguientes:

- 8 al 13 de febrero: Ginebra, Plataforma de Durban
- 26 al 28 de mayo: Barcelona, Carbon Expo
- 3 al 12 de junio: Bonn, Plataforma de Durban
- 29 de junio: Nueva York, Cumbre Jefes de Estado en Asamblea de Naciones Unidas

La siguiente COP, en 2016, se celebrará en Marruecos del 7 al 18 de noviembre.

Todas las decisiones adoptadas en la Cumbre de Lima se encuentran en la dirección: <http://unfccc.int/2860.php#decisions>. ■

World Energy Outlook 2014

Resumen Ejecutivo

Agencia Internacional de la Energía

Un sistema energético bajo presión

El sistema energético mundial corre el peligro de no colmar las esperanzas y expectativas puestas en él.

La agitación en algunas partes de Oriente Medio —que sigue siendo la única gran fuente de petróleo de bajo coste— rara vez ha sido tan grande desde las crisis petrolíferas de la década de 1970. El conflicto entre Rusia y Ucrania ha resucitado la inquietud sobre la seguridad del suministro de gas. La energía nuclear, que en algunos países desempeña un papel estratégico para la seguridad energética (y que se examina en profundidad en esta edición de *World Energy Outlook* [Perspectivas de la energía en el mundo, *WEO-2014*]), se enfrenta a un futuro incierto. La electricidad sigue siendo inaccesible para muchas personas, entre ellas, dos de cada tres en el África Subsahariana (el foco regional de *WEO-2014*). El punto de partida para las negociaciones climáticas, que deberían alcanzar un punto culminante en 2015, no es muy alentador: incremento continuo de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero y contaminación ambiental asfixiante en muchas de las ciudades de más rápido crecimiento del mundo.

Los avances tecnológicos y la eficiencia son motivos para el optimismo, pero son esenciales esfuerzos políticos constantes para cambiar a mejor las tendencias energéticas.

Los signos de tensión serían mucho más notables si no fuera por las mejoras en materia de eficiencia y por los continuos esfuerzos para innovar y reducir el coste de tecnologías energéticas emergentes como la solar fotovoltaica. Pero las tendencias energéticas mundiales no son fáciles de cambiar y las preocupaciones sobre seguridad y sostenibilidad del suministro de energía no se resolverán por sí solas. Los responsables del diseño de las políticas energéticas, la industria y otras partes interesadas, bien informados, deben actuar. *WEO-2014*, con previsiones y análisis que se extienden por primera vez hasta 2040, ofrece orientación e información que pueden ayudar a garantizar que el sistema energético se modificará de acuerdo a un diseño, más que por los meros acontecimientos.

Energía: la respuesta a —y la causa de— ciertos problemas urgentes

La demanda de energía mundial va a crecer un 37% hasta 2040 en nuestro

escenario central, pero la senda de desarrollo para una población y economía mundiales en crecimiento es menos intensiva en energía de lo que era.

En nuestro escenario central, el crecimiento de la demanda mundial disminuye notablemente, desde más de un 2% anual durante las dos últimas décadas, hasta un 1% anual después de 2025; esto es el resultado tanto de los efectos de los precios como de las políticas, y de un cambio estructural de la economía mundial hacia los servicios y los sectores industriales más ligeros. La distribución mundial de la demanda de energía va a cambiar más profundamente, con un uso de la energía básicamente estable en gran parte de Europa, Japón, Corea y Norteamérica, y un consumo creciente concentrado en el resto de Asia (el 60% del total mundial), África, Oriente Medio y América Latina. A principios de la década de 2030 se alcanzará un hito, cuando China se convierta en el país más consumidor de petróleo y se cruce en el camino con Estados Unidos, donde el consumo de petróleo retrocederá hasta niveles no registrados durante décadas. Pero, para entonces, los motores de crecimiento de la demanda energética mundial serán la India, el Sudeste Asiático, Oriente Medio y el África Subsahariana.

En 2040, el suministro energético mundial se dividirá en cuatro partes, casi iguales: petróleo, gas, carbón y fuentes de bajas emisiones de CO₂.

Los recursos no estarán limitados durante este período, pero cada uno de estos cuatro pilares se enfrentará a un conjunto distinto de desafíos. Las opciones que se elijan en materia de política energética y la evolución del mercado, que en 2040 reducirá a casi tres cuartas partes la proporción de los combustibles fósiles en la demanda de energía primaria, no bastarán para frenar el aumento de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) relacionadas con la energía, que crecerán un quinto. Esto encaminará al mundo por la senda de una elevación de la temperatura media global a largo plazo de 3,6 °C. El Panel Intergubernamental de Cambio Climático considera que, a fin de limitar este aumento de temperatura a 2 °C —el objetivo acordado internacionalmente para evitar las repercusiones más graves y extendidas del cambio climático—, el mundo no podrá emitir más de unas 1000 gigatoneladas de CO₂ de 2014 en adelante. En nuestro escenario central, la totalidad del *presupuesto* se agotará para 2040. Puesto que las emisiones no van a bajar de repente a cero una vez alcanzado este punto, está claro que el objetivo de los 2 °C requiere acciones urgentes para reconducir el sistema energético por una vía más segura. Este será el centro de atención de un *WEO Special Report* (Perspectivas de la energía en el mundo, informe especial) que se publicará a mediados de 2015, con antelación a la crucial Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, que se celebrará en París.

Aumentan las preocupaciones en cuanto a seguridad energética

El panorama a corto plazo de un mercado petrolífero bien suministrado no

debe ocultar los desafíos relacionados con la creciente dependencia de un número de productores relativamente pequeño.

Las tendencias de la demanda de petróleo varían considerablemente de una región a otra: por cada barril de petróleo que se deja de usar en los países de la OCDE, se usan dos barriles más en los no pertenecientes a la OCDE. El mayor uso de petróleo para el transporte y en la industria petroquímica provocará un aumento de la demanda, de 90 millones de barriles diarios de petróleo (bdp) en 2013, a 104 millones bdp en 2040, si bien los precios elevados y las nuevas políticas frenarán el ritmo del crecimiento del consumo en su conjunto, estabilizándolo. Será necesario invertir unos 900 000 millones USD anuales hasta la década de 2030 en el desarrollo de la exploración y producción de petróleo y gas para satisfacer la demanda prevista, pero subsisten muchas incertidumbres sobre si esa inversión llegará o no a tiempo —sobre todo, una vez que se estabilice la producción estadounidense de petróleo de formaciones compactas a principios de la década de 2020 y cuando más tarde su producción total empiece a decaer—. La complejidad y la fuerte inversión de capital que requiere el desarrollo de yacimientos de aguas profundas brasileños, la dificultad a la hora de reproducir la experiencia estadounidense del petróleo de formaciones compactas fuera de Norteamérica, las cuestiones no resueltas acerca de la previsión de crecimiento de la producción de arenas petrolíferas canadienses, las sanciones que restringen el acceso ruso a las tecnologías y a los mercados financieros y —por encima de todo— los desafíos políticos y de seguridad en Irak podrían contribuir a una escasez de inversiones, inferiores al nivel requerido. La situación en Oriente Medio es una preocupación crucial, dado que el crecimiento de la producción de petróleo depende cada vez más de esta región, sobre todo para los

países asiáticos, que en 2040 importarán dos de cada tres barriles de crudo comercializados internacionalmente.

La demanda de gas natural aumentará más de la mitad, lo que constituye el ritmo de crecimiento más rápido entre los combustibles fósiles, y el comercio mundial de gas natural licuado (GNL), cada vez más flexible, constituirá una protección contra el riesgo de interrupción del suministro.

Las regiones que más empujan la demanda mundial de gas al alza son China y Oriente Medio, pero el gas también será el combustible líder en el *mix* energético de los países de la OCDE en torno a 2030, ayudado por nuevas regulaciones en Estados Unidos que limitan las emisiones en el sector eléctrico. A diferencia de la producción petrolífera, la producción de gas aumentará prácticamente en todas partes (Europa será la principal excepción) y el gas no convencional representará casi un 60% del crecimiento del suministro mundial. La cuestión clave —fuera de Norteamérica— es si el gas estará disponible a precios atractivos para los consumidores y que a la vez ofrezcan incentivos para las grandes inversiones necesarias para el suministro de gas; se trata de un problema de regulación estatal en muchos de los mercados emergentes no pertenecientes a la OCDE, concretamente la India y Oriente Medio, así como de una preocupación en el comercio internacional. Las necesidades de importación aumentarán en gran parte de Asia y en Europa, pero las preocupaciones en materia de seguridad del suministro de gas en el futuro se disiparán en parte gracias a un grupo cada vez mayor de proveedores internacionales de gas, a la casi triplicación de plantas de licuefacción y a una proporción creciente de GNL, que puede reenviarse como respuesta a las necesidades a corto plazo de mercados regionales cada vez más conectados entre sí.

Aunque el carbón es abundante y su suministro seguro, su uso futuro estará limitado por las medidas para luchar contra la contaminación y reducir las emisiones de CO₂.

La demanda mundial de carbón aumentará cerca de un 15% hasta 2040, pero casi dos tercios de este aumento se registrará durante los próximos diez años. La demanda china de carbón se estabilizará a poco más del 50% del consumo mundial, antes de ceder terreno a partir de 2030. La demanda disminuirá en los países de la OCDE, incluido Estados Unidos, donde el uso de carbón para la generación de electricidad se reducirá en más de un tercio. La India adelantará a Estados Unidos como segundo mayor consumidor de carbón del mundo antes de 2020, y poco después a China como mayor importador. Los bajos precios actuales del carbón han incitado a los productores de todo el mundo a reducir costes, pero se espera que el cierre de unidades de producción de alto coste y el incremento de la demanda provoquen un aumento del precio suficiente para atraer nuevas inversiones. China, la India, Indonesia y Australia representarán por sí solos más del 70% de la producción de carbón mundial en 2040, lo que subrayará la importancia de Asia para el mercado de carbón. La adopción de tecnologías de generación de carbón de alta eficiencia, y de captura y almacenamiento de CO₂ a más largo plazo, puede ser una estrategia prudente para garantizar una transición fluida hacia un sistema eléctrico con bajas emisiones de CO₂, reduciendo el riesgo de cierre de las plantas de generación antes de recuperarse los costes de inversión.

Hay que establecer precios y políticas adecuados para que el mix resulte más eficiente

La eficiencia energética es una herramienta fundamental para aliviar la presión del suministro de energía y pue-

de mitigar en parte los impactos en la competitividad de las disparidades de precios entre regiones.

La eficiencia se está convirtiendo en el foco de atención normativo en muchos países, y el sector del transporte está en primera línea. Cuando más de las tres cuartas partes de las ventas de vehículos mundiales están hoy sometidas a estándares de eficiencia energética, se espera que la demanda de petróleo para transporte aumente solamente un cuarto, a pesar de que el número de coches y camiones en las carreteras del mundo se duplicará de aquí a 2040. Los nuevos esfuerzos en materia de eficiencia energética tendrán el efecto de reducir el crecimiento total de la demanda de petróleo en unos 23 millones bdp en 2040 –más que la producción actual de petróleo de Arabia Saudí y Rusia juntas– y las medidas, sobre todo en materia de generación eléctrica e industria, frenarán el crecimiento de la demanda de gas en 940 000 millones de metros cúbicos –más que la producción actual en Norteamérica–. Además de reducir el coste de las importaciones de energía y los impactos medioambientales, las medidas de eficiencia energética también pueden ayudar en parte a responder a la preocupación, sentida en algunas regiones dependientes de las importaciones, de que los precios relativamente altos del gas natural y de la electricidad dejen a las industrias intensivas en energía en situación de desventaja competitiva. Pero las disparidades de los precios de la energía entre las distintas regiones persistirán y Norteamérica, concretamente, seguirá siendo una región de coste relativamente bajo de aquí a 2040: se espera que la cantidad media gastada en una unidad de energía en Estados Unidos entonces sea incluso inferior a la de China en la década de 2020.

Las subvenciones a los combustibles fósiles sumaron un total de 550 000 millones USD en 2013 –más del cuá-

druple de las subvenciones a las energías renovables– y están frenando las inversiones en eficiencia energética y en renovables.

En Oriente Medio, se usan cerca de 2 millones bdp de crudo y productos petrolíferos para generar electricidad cuando, si no hubiera subvenciones, las principales tecnologías renovables podrían competir con las centrales térmicas de fuel. En Arabia Saudí, hoy el gasto inicial adicional de un vehículo el doble de eficiente que la media actual tarda en recuperarse unos 16 años gracias al ahorro de combustible: este período de retorno se reduciría a 3 años si la gasolina no estuviera subvencionada. Reformar las subvenciones a la energía no es fácil y no existe una única receta de éxito. Sin embargo, tal y como se desprende de nuestros estudios monográficos sobre Egipto, Indonesia y Nigeria, reformar requiere claridad en materia de objetivos y calendarios, una evaluación cuidadosa de los efectos y de cómo se pueden (si es necesario) paliar, siendo asimismo esencial una consulta exhaustiva y una buena comunicación en todas las fases del proceso.

El sector eléctrico está liderando la transformación de la energía mundial

La electricidad es la forma final de energía de más rápido crecimiento, y sin embargo el sector eléctrico contribuye más que ningún otro a reducir la proporción de los combustibles fósiles en el mix energético. Será preciso construir unos 7200 gigavatios (GW) de capacidad para avanzar al mismo ritmo que la creciente demanda de electricidad, reemplazando al mismo tiempo las centrales eléctricas existentes cuyo cierre está previsto hasta 2040 (en torno al 40% del parque actual). El fuerte crecimiento de las energías renovables en muchos países incrementará hasta un tercio la proporción

de las mismas en la generación mundial de electricidad para 2040. Se necesitarán señales de precios adecuadas para garantizar las inversiones oportunas en la nueva capacidad de generación térmica, las cuales serán necesarias, junto con las inversiones en renovables, para mantener la fiabilidad del suministro eléctrico. Esto requerirá, en algunos casos, reformas del diseño del mercado y de cómo se fijan los precios de la electricidad. El cambio a tecnologías más intensivas en capital y los precios elevados de los combustibles fósiles conducirán a un aumento de los costes medios del suministro de electricidad y de los precios repercutidos al consumidor final en la mayoría de los países del mundo. Ahora bien, la mejora de la eficiencia en el uso final de la energía ayudará a reducir la proporción de los ingresos familiares gastados en electricidad.

Las tecnologías renovables, elemento crítico del pilar de bajas emisiones de CO₂ dentro del suministro de energía mundial, están ganando terreno rápidamente, apoyadas por subvenciones, que en 2013 ascendieron a 120 000 millones USD en todo el mundo. Con rápidas reducciones de costes y un apoyo continuo, las renovables representarán casi la mitad del incremento de la generación eléctrica mundial hasta 2040, mientras que el uso de biocombustibles será más del triple que el actual, alcanzando los 4,6 millones bdp, y el uso de renovables para calefacción, más del doble. La proporción de las renovables en la generación eléctrica crecerá más en los países de la OCDE, alcanzando el 37%, y su crecimiento será equivalente a todo el aumento neto del suministro eléctrico en los países de la OCDE. Sin embargo, la generación a partir de fuentes renovables crecerá más del doble en países no pertenecientes a la OCDE, con China, la India, América Latina y África a la cabeza. Globalmente, la energía eólica os-

tentará el mayor crecimiento en materia de generación a partir de renovables (34%); le seguirán la energía hidráulica (30%) y la solar (18%). Si bien la proporción de las energías eólica y solar fotovoltaica en el *mix* eléctrico mundial se cuadruplicará, su integración tanto desde una perspectiva técnica como desde la perspectiva del mercado se volverá más difícil; la eólica alcanzará un 20% de la generación eléctrica total en la Unión Europa y la solar fotovoltaica cubrirá un 37% del pico veraniego de demanda en Japón.

Un conjunto de elementos complejo para tomar decisiones sobre energía nuclear

El trato que se dispense a la energía nuclear seguirá constituyendo un rasgo esencial de las estrategias energéticas nacionales, incluso en países que se han comprometido a eliminar progresivamente esta tecnología y que deben proporcionar alternativas. La capacidad nuclear mundial aumenta casi un 60% en nuestro escenario central, desde 392 GW en 2013 hasta más de 620 GW en 2040. Sin embargo, su proporción en la generación de electricidad mundial, que hace casi dos décadas alcanzó el nivel máximo, aumenta solo un punto porcentual, llegando al 12%. Este patrón de crecimiento refleja los desafíos a los que se enfrentan todas las plantas térmicas nuevas en mercados eléctricos competitivos así como los específicos, de índole económico, técnico y político, que la energía nuclear debe superar. El crecimiento se concentra en mercados en los que la electricidad es suministrada a precios regulados, las instalaciones tienen apoyo estatal o los gobiernos facilitan las inversiones privadas. En el crecimiento de la generación nuclear de aquí a 2040, China representará el 45%, mientras que la India, Corea y Rusia representarán colectivamente

un 30%. La generación aumentará un 16% en Estados Unidos, se reactivará en Japón (aunque no hasta el nivel previo al accidente de Fukushima Daiichi) y caerá un 10% en la Unión Europea.

Pese a los desafíos a los que actualmente se enfrenta, la energía nuclear tiene características específicas que respaldan el compromiso de algunos países a mantenerla como una opción futura.

Las centrales nucleares pueden contribuir a la fiabilidad del sistema eléctrico incrementando la diversidad de tecnologías de generación. Los países que importan energía pueden reducir así su dependencia externa y limitar su exposición a las variaciones de precio de los combustibles en los mercados internacionales. En un escenario de Baja Nuclear (*Low Nuclear Case*) –donde la capacidad de producción mundial disminuye un 7% con respecto a la capacidad actual– los indicadores de seguridad energética tienen a deteriorarse en países que utilizan la energía nuclear. Por ejemplo, la proporción de demanda energética cubierta con fuentes nacionales se reduce en Japón (13 puntos porcentuales), Corea (seis) y la Unión Europea (cuatro) con respecto a nuestro escenario central.

La energía nuclear es una de las pocas opciones disponibles para reducir las emisiones de CO₂ a la vez que se proporciona o reemplaza otras formas de producción de base. Se calcula que la energía nuclear ha evitado la emisión de unas 56 gigatoneladas de CO₂ desde 1971, o el equivalente de casi dos años de emisiones mundiales totales al ritmo actual. Las emisiones anuales evitadas en 2040 debido a la energía nuclear (como porcentaje de las emisiones previstas para esa fecha) alcanzará casi un 50% en Corea, un 12% en Japón, un 10% en Estados Unidos, un 9% en la Unión Europea y un 8% en China. El

coste medio por emisión evitada mediante nuevas capacidades de producción nuclear dependerá del *mix* y de los costes de los combustibles reemplazados, y oscilará, por tanto, entre niveles muy bajos y más de 80 USD por tonelada.

Casi 200 reactores (de los 434 operativos a finales de 2013) se retirarán de aquí a 2040, la mayor parte en Europa, Estados Unidos, Rusia y Japón; el reto de compensar el déficit de generación será especialmente peliagudo en Europa. Las empresas eléctricas deben empezar a pensar en desarrollar capacidades alternativas o en seguir operando centrales existentes, años antes de que estas lleguen al final de la duración de sus licencias. Para facilitar este proceso, los gobiernos deben ser claros en materia de prolongación de licencias y explicar en detalle los pasos reglamentarios mucho antes de los posibles cierres de plantas. Estimamos en más de 100 000 millones USD el coste de desmantelamiento de centrales nucleares que se cerrarán de aquí a 2040. Subsisten muchas dudas con respecto a estos costes, lo cual es un reflejo de la limitada experiencia, hasta la fecha, en materia de desmantelamiento y descontaminación de reactores, y de rehabilitación de las instalaciones para otros usos. Reguladores y empresas eléctricas deben seguir garantizando fondos suficientes para cubrir estos gastos futuros.

Las preocupaciones públicas acerca de la energía nuclear deben oírse y abordarse. La experiencia reciente ha mostrado hasta qué punto la opinión pública sobre la energía nuclear puede cambiar rápidamente y desempeña un papel determinante para su futuro en algunos mercados. La seguridad es la preocupación predominante, sobre todo en lo que respecta a los reactores operativos, al manejo de los desechos radiactivos y a la prevención de

la proliferación de armas nucleares. La confianza en la competencia e independencia de la supervisión normativa es esencial, especialmente a medida que la energía nuclear se extiende: en nuestro escenario central, el número de economías que operan reactores aumenta de 31 a 36, ya que los recién llegados superan en número a aquellos que la abandonan. El total acumulado de combustible nuclear usado se duplica para superar las 700 000 toneladas durante el período previsto, pero, hasta la fecha, ningún país ha abierto una instalación de almacenamiento permanente para aislar los desechos más duraderos y de alta actividad producidos por reactores comerciales. Todos los países que han producido alguna vez desechos radiactivos deberían tener la obligación de desarrollar una solución para su almacenamiento permanente.

Energía para moldear el futuro en el África Subsahariana

Aquellos que no tienen acceso a la energía moderna sufren de la forma más extrema de inseguridad energética. Se estima que 620 millones de personas en el África Subsahariana no tienen acceso a la electricidad, y para aquellas que lo tienen, el suministro es a menudo insuficiente, poco fiable y entre los más caros del mundo. Unos 730 millones de personas en esta región recurre a la biomasa sólida para cocinar, que —usada en el interior de las casas con cocinas de leña ineficaces— genera una contaminación atmosférica causante de casi 600 000 muertes prematuras cada año en África. El África Subsahariana representa un 13% de la población mundial, pero solo el 4% de la demanda energética mundial (más de la mitad de la cual es biomasa). La región es rica en recursos energéticos, pero estos están muy poco desarrollados. Casi un 30% de los descubrimientos mundiales de gas y petróleo reali-

zados durante los últimos cinco años tuvo lugar en esta región, que también está dotada de inmensos recursos energéticos renovables, especialmente solares e hidráulicos, así como también eólicos y geotérmicos.

El sistema energético subsahariano va a expandirse rápidamente pero, aun así, muchos de los retos energéticos existentes serán superados solo en parte. Para 2040, el tamaño de la economía de la región se cuadruplicará, la población casi se duplicará y la demanda de energía crecerá en torno a un 80%. La capacidad de generación eléctrica se multiplicará por cuatro y casi la mitad de ese aumento provendrá de las energías renovables, que constituyen cada vez más la fuente de electricidad para sistemas de mini-redes o sistemas aislados en áreas rurales. En general, casi 1 000 millones de personas lograrán tener acceso a la electricidad, pero más de 500 millones seguirán sin ella en 2040. La producción de Nigeria, Angola y una multitud de productores más pequeños significa que el África Subsahariana seguirá siendo un centro importante de suministro de petróleo mundial, pese a que una parte creciente de la producción se consumirá dentro de la región. Esta se convertirá, además, en un actor importante en materia de gas, puesto que al desarrollo de los principales descubrimientos *off-shore* en la costa Este de Mozambique y Tanzania acompañará el aumento de producción en Nigeria y otras partes.

El sector energético del África Subsahariana puede hacer más para apoyar un crecimiento integrador. En un escenario "Caso del Siglo de África" ("African Century Case"), se señalan tres acciones en el sector energético que, acompañadas de más reformas de la gobernanza general, impulsarían la economía subsahariana un 30% adicional en 2040, lo que redundaría

en un aumento extra de los ingresos per cápita del valor de una década de crecimiento :

- Un sector energético mejorado: inversión adicional para reducir a la mitad los apagones eléctricos y lograr el acceso universal a la electricidad en áreas urbanas.
- Una cooperación regional más intensa: ampliar mercados y liberar una parte más grande del potencial hidroeléctrico del continente.
- Un mejor manejo de los recursos e ingresos energéticos: más eficiencia y transparencia a la hora de financiar mejoras cruciales para la infraestructura de África.

Un sistema energético moderno e integrado permite un uso más eficiente de los recursos y lleva energía a una mayor proporción de los rincones más pobres del África Subsahariana. Si el XXI ha de ser un siglo de África, será esencial una acción concertada para mejorar el funcionamiento del sector energético. ■

Para más información sobre la AIE o el WEO, por favor, visite: www.iea.org y www.worldenergyoutlook.org

©OECD/IEA, 2014

El presente documento fue publicado originalmente en inglés. Aunque la AIE no ha escatimado esfuerzos para asegurar que su traducción al español constituya un reflejo fiel del texto original, se pueden encontrar ligeras diferencias.

*No reproduction, copy, transmission or translation of this publication
may be made without written permission.*

Applications should be sent to: rights@iea.org.

Global Energy: Strategies and Values

Resumen y Conclusiones

El Comité Español del Consejo Mundial de la Energía (CECME), enmarcado dentro del Club Español de la Energía, celebró el pasado 20 de noviembre de 2014, una nueva edición de su tradicional Jornada anual de carácter internacional, bajo el título **“Global Energy: Strategies and Values”**, cuya organización contó con la colaboración del Real Instituto Elcano, así como con el patrocinio de Repsol.

Al acto, que por tercer año consecutivo tuvo lugar en el Campus Repsol de Madrid, acudieron más de 400 asistentes y reunió a expertos de alto nivel del sector energético de diversas organizaciones nacionales e internacionales como fueron, entre otras, la Organización Internacional del Trabajo (OIT), Confederación de Nacionalidades Amazónicas del Perú (CONAP), International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA), Toledo International Centre for Peace (CITpax) o Wise Pens International.

En la Sesión Inaugural, se tuvo el honor de contar con la presencia de **Jaime García-Legaz**, Secretario de Estado de Comercio del Ministerio de Economía y Competitividad, quien estuvo acompañado por **Antonio Brufau y Pedro Miró**, Presidentes de Repsol y de Enerclub, respectivamente.

El Secretario de Estado explicó, entre otros aspectos, las reglas del comercio internacional y los retos existentes, particularizándolos para el capítulo de la energía. El comercio pivota en torno a tres pilares, entre los cuales destacó como fundamental la protección de inversiones. España, y especialmente el sector energético, tienen un interés particular en este pilar. “El sector energético es uno de los que tienen más volumen de comercio y ha estado hasta la fecha al margen de las reglas del comercio mundial por diversas razones. Sin embargo, los cambios en los últimos años están creando un marco para que la energía se convierta en un

sector “normal” para el área de comercio, lo que permitirá una mayor seguridad jurídica”, indicó.

Para finalizar, subrayó la importancia de la apertura de los mercados mediante acuerdos tanto bilaterales como multilaterales. En concreto, sobre el TTIP (Transatlantic Trade and Investment Partnership), explicó que España trabaja junto con la Unión Europea (UE) para que el acuerdo resuelva las restricciones al libre comercio en todos los capítulos, incluyendo la energía.

En la sesión plenaria, **Emilio Lamo de Espinosa**, Presidente del Real Instituto Elcano, y **Arturo Gonzalo Aizpiri**, Presidente del CECME y Vicepresidente de Enerclub, mantuvieron un diálogo sobre la energía como aspecto clave en el proceso de globalización.

Además, a lo largo de varias sesiones, se debatió sobre temas internacionales tan relevantes hoy en día como el mencionado TTIP, los derechos humanos y la geopolítica. Sin duda, un programa interesante y ambicioso con un formato dinámico, que trató aspectos de muy diferente índole pero que tienen en común la necesidad de ser analizados desde una perspectiva global y multidisciplinar.

Para ello, se contó con panelistas de primer nivel procedentes de instituciones nacionales e internacionales de reconocido prestigio no sólo en el ámbito energético, sino también en el económico, político, militar, y social. Además, los líderes de las compañías miembros del CECME, dieron su visión sobre los aspectos a analizar a través de la tradicional Front Row que caracteriza este evento.

Para finalizar, la sesión de conclusiones y clausura corrió a cargo de **Charles Powell**, Director del Real Instituto Elcano, y **Arturo Gonzalo**, quienes hicieron algunas reflexiones finales entorno a los contenidos tratados.

A continuación, se incluye un resumen con los principales mensajes expuestos y conclusiones a las que se llegaron durante la Jornada.

Global Energy: Strategies and Values

Resumen y Conclusiones

La energía como aspecto clave en el proceso de globalización

En el mundo están teniendo lugar grandes transformaciones, destacando, en primer lugar, la crisis económica que comenzó en 2007, al tiempo que continúa el ciclo de globalización mundial, y asistimos al ascenso de los denominados países emergentes. Ante este contexto, se identifican básicamente dos dinámicas, una de rápido crecimiento demográfico en los países del Este y otra en el Oeste, con un crecimiento mucho más lento de la población. Este proceso se ha ido acoplando con el de traspaso de tecnologías del Oeste al Este. En resumen, nos encontramos en un momento de “reequilibrio radical y de homogenización global”.

En este ámbito, la energía ha sido uno de los puntos articuladores y esenciales de las relaciones internacionales desde la Revolución Industrial, y sigue siendo fundamental. Además, en la actualidad, las tensiones geopolíticas relacionadas con la energía constituyen un elemento central y conforman un escenario caracterizado por la incertidumbre.

Nos dirigimos hacia un horizonte en el que las grandes potencias demográficas lo son cada vez más en términos económicos, militares, etc., y en el que el rol de algunos países irá variando en cuanto a su relevancia.

Por otro lado, en cuanto a la oferta de recursos se refiere, cabe destacar que éstos son infinitos, siendo lo finito, en el corto plazo, las tecnologías y el ingenio humano para hacer uso de ellos. Si no se produce una evolución adecuada de las tecnologías se pueden producir desequilibrios entre oferta y demanda.

Hoy en día, hay dos actores que parece que seguirán siendo grandes protagonistas en el futuro. Por un lado, está China que



como gran potencia militar constituye una gran incógnita. Su ritmo de crecimiento es espectacular y parece que superará en 2014 a la economía norteamericana en paridad de poder adquisitivo, como ya hizo ésta última con el Reino Unido en 1872. Se prevé que continúe creciendo, con estimaciones de que su PIB sea equivalente al actual del mundo en 2050. Con 1.300 millones de ciudadanos, el país asiático necesita todo tipo de recursos. “Y éste es su principal problema, asegurarse el suministro”.

Por otro lado, Estados Unidos está basculando hacia Asia, cobrando su relación con China cada vez más importancia. En este escenario, aparecen los recursos no convencionales con todas sus consecuencias, entre las cuales destaca la reindustrialización del país americano.

Ante este contexto, Europa, donde se encuentra el 7% de la población mundial, debe afrontar dos tareas fundamentales: primero, completar su articulación interna (unión política europea) para aprovechar todo su potencial como sujeto en política internacional, y, segundo, contribuir a la articulación de Occidente con Estados Unidos, la cuenca del Atlántico, Latinoamérica, etc.

La energía en el TTIP

La sesión comenzó explicando lo que es y no es la *Transatlantic Trade and Investment Partnership* (TTIP), y poniendo de manifiesto las grandes expectativas generadas respecto al mismo, algunas de ellas no fundamentadas. Así, se aclaró que se trata principalmente de un acuerdo político con el objetivo de eliminar o reducir las barreras que existen en el comercio y las inversiones a nivel transatlántico.

Existen, además, algunos componentes estratégicos en el TTIP, relacionados por ejemplo con la aceleración del crecimiento económico y la creación de empleo, o con el objetivo de reavivar el liderazgo transatlántico para la economía mundial. Respecto a éste último punto, se recordó que sólo hay dos regiones que tienen la capacidad política, económica e institucional necesaria para proporcionar este necesario liderazgo global. El centro de gravedad económico se está moviendo del Atlántico al Pacífico, pero este desplazamiento no está afectando a los EE.UU, como lo está haciendo a Europa. La promesa del TTIP en este sentido es la de potenciar la capacidad de Occidente.

Global Energy: Strategies and Values

Resumen y Conclusiones

Entrando en el terreno energético, se recalcó que la energía no es solo un factor fundamental para la economía mundial, sino también un factor estratégico para los gobiernos. El TTIP supone una oportunidad única para introducir la energía en las relaciones comerciales entre los Estados Unidos y la Unión Europea, sentando un precedente para la liberalización de este mercado y terminar con el llamado “nacionalismo de los recursos”. En este sentido, la Unión Europea está promoviendo con argumentos sólidos la introducción de un capítulo específico de la energía dentro del TTIP. Sin embargo, esta propuesta, hasta el momento, ha tenido escaso eco en los Estados Unidos, debido a la sensibilidad política que rodea a cualquier iniciativa para terminar con las restricciones a la exportación de crudo.

Por el momento existen algunos elementos que se están negociando. Estos elementos están relacionados con los servicios energéticos, como por ejemplo el transporte, equipos y otros componentes que ya han sido objeto de negociación en anteriores acuerdos internacionales.

Pero estos elementos no son la parte más importante en las relaciones energéticas entre EE.UU. y Europa, unas relaciones que están desequilibradas y donde Europa está muy interesada en disponer de un capítulo específico sobre energía dentro del Tratado. Existen una serie de puntos de fricción que complican las negociaciones en este campo y que tienen que ver, entre otros temas, con las actuales diferencias de precios entre regiones, los cambios en la política europea hacia un mayor intervencionismo, el actual debate en torno a la explotación de los hidrocarburos no convencionales y la protección de las inversiones.

Para que el TTIP pueda cumplir con sus expectativas y la energía tenga un rol más importante en el mismo, lo cual es altamente deseable, se identifican tres aspectos principalmente:

1) *“Internationalism – like charity – begins at home”*

La capacidad de Europa para negociar acuerdos comerciales, dependerá de su capacidad para llevar a cabo su propia regulación y las políticas que sean compatibles con los objetivos perseguidos. La política energética europea tiene que estar basada en principios de mercado porque sin ellos va a ser muy difícil que la energía tenga peso en cualquier acuerdo sobre el comercio, como el que se pretende alcanzar con la EE.UU.

2) *“Europe is a demandeur, not a rules-setter”*

Europa necesita entender que no es quién fija las reglas, porque, entre otras cosas, su demanda de importaciones es enorme y tiene un gran interés por diversificar las fuentes energéticas. Además, necesita más interconexiones energéticas entre los Estados miembro y un Mercado Interior de la Energía que funcione adecuadamente. Si no dispone de todo esto, Europa no va a estar en posición de fijar las reglas del juego.

3) *“US trade restrictions will not stand up”*

El comercio hoy en día trata sobre el movimiento de factores de producción: laboral, capital, inversiones, y otros factores clave como son los datos y la energía. Estos factores son los que mueven la economía mundial actualmente y lo harán aún más en el futuro. EE.UU. no debería utilizar estos factores como elemento estratégico para su propio beneficio y tendría que levantar las restricciones que existen actualmente sobre sus propias exportaciones energéticas.

Compañías energéticas y derechos humanos

Visión del mundo académico: claves y retos de la evolución de la agenda internacional sobre derechos humanos y empresas

El movimiento internacional de los derechos humanos se fortaleció con la aprobación de la Declaración Universal de Derechos Humanos

por parte de la Asamblea General de las Naciones Unidas el 10 de diciembre de 1948. Redactada como “un ideal común por el que todos los pueblos y naciones deben esforzarse”, en la Declaración, por primera vez en la historia, se establecen claramente los derechos civiles, políticos, económicos, sociales y culturales básicos de los que todos los seres humanos deben gozar. A lo largo de los años, lo establecido en la Declaración ha sido ampliamente aceptado como las normas fundamentales de derechos humanos que todos deben respetar y proteger.

La Declaración Universal, junto con el Pacto Internacional de Derechos Civiles y Políticos y sus dos protocolos facultativos, y el Pacto Internacional de Derechos Económicos, Sociales y Culturales, forman la llamada “Carta Internacional de Derechos Humanos”.

La creciente influencia e impacto de las empresas transnacionales y otro tipo de empresas tanto a nivel internacional, como nacional y local, ha dado lugar a un amplio debate sobre el papel que desempeñan en la sociedad, así como sobre sus responsabilidades, tanto sociales como jurídicas. El Convenio 169 sobre Pueblos Indígenas y Tribales de la Organización Internacional del Trabajo (1989) refleja un ejemplo de compromiso por parte de las empresas cuando éstas llevan a cabo operaciones en áreas geográficas sensibles en las que están presentes comunidades indígenas. Desde su adopción, las disposiciones de este Convenio han influenciado numerosos documentos sobre políticas y decisiones legales a nivel regional e internacional, como así también políticas y legislaciones nacionales.

En la última década, la Organización de las Naciones Unidas (ONU) ha adoptado varias iniciativas en relación con el posible impacto de las actividades empresariales en los derechos humanos. Entre los estándares internacionales que han sido desarrollados con

Global Energy: Strategies and Values

Resumen y Conclusiones

este fin destacan los Principios Rectores sobre empresas y derechos humanos, adoptados por el Consejo de Derechos Humanos de la ONU el 16 de junio de 2011.

Estos Principios Rectores se basan en el reconocimiento de:

- a) Las actuales obligaciones de los Estados de respetar, proteger y cumplir los derechos humanos y las libertades fundamentales;
- b) El papel de las empresas como órganos de la sociedad que desempeñan funciones especializadas y que deben cumplir todas las leyes aplicables y respetar los derechos humanos;
- c) La necesidad de que los derechos y obligaciones vayan acompañados de recursos adecuados y efectivos en caso de incumplimiento.

Estos Principios se aplican a todos los Estados y a todas las empresas, con independencia de su tamaño, sector, ubicación, propietarios y estructura. Deben entenderse como un todo coherente y ser interpretados en términos de su objetivo de mejorar las normas y prácticas en relación con las empresas y los derechos humanos a fin de obtener resultados tangibles para las personas y las comunidades afectadas, y contribuir así también a una globalización socialmente sostenible.

Tres años después de su adopción, el consenso inicial se ha fragmentado, como pone de manifiesto el reciente impulso a la posición de un grupo de países sobre la adopción de un Tratado multilateral sobre empresas multinacionales y derechos humanos, que ha sido aprobado, por mayoría, por el Consejo de Derechos Humanos, el pasado 26 de junio de 2014. ¿Es ésta la solución para seguir avanzando y rellenar las lagunas existentes en este campo? El Tratado puede ser

una vía complementaria a los Principios que ofrezca algunas respuestas pero no parece ser la panacea a corto plazo ya que, entre otros motivos, los procedimientos hasta la entrada en vigor de un Tratado internacional pueden llevar décadas y el resultado puede diferir de las expectativas iniciales. Hay otra vía interesante a explorar, consistente en la ampliación del mandato del grupo de trabajo sobre empresas y derechos humanos que existe dentro de los procedimientos especiales del Consejo. Esta vía podría reforzar la aplicación de los Principios Rectores y asimismo la integración de los mismos en las vías nacionales de remediación.

En cualquier caso, sobre los Principios Rectores, se concluye que son un instrumento muy importante, pero que son solo un punto de partida. Hay que seguir avanzando.

Visión de la sociedad civil: las comunidades indígenas (El caso de CONAP)

En esta última década el Estado peruano ha promovido la inversión privada como parte de su política. Recientemente se han aprobado los nuevos reglamentos de Protección y Gestión Ambiental para las actividades de Explotación, Beneficio Labor General, Transporte y Almacenamiento Minero, y de Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos. El Gobierno ha señalado que con estos reglamentos se espera fomentar las inversiones privadas de manera sostenible con inclusión social y garantía de protección y conservación del medio ambiente.

La Confederación de Nacionalidades Amazónicas del Perú (CONAP) espera que así sea, porque considera que las empresas energéticas son un elemento fundamental para generar desarrollo en sus pueblos, siempre y cuando se respeten los derechos humanos de las poblaciones indígenas. Están conven-

cidos que todo proyecto de inversión privada o industria energética puede traer desarrollo a su país y a sus comunidades.

En estas dos últimas décadas, se han visto en Perú importantes avances en materia de respeto a los derechos humanos de los pueblos indígenas y el diálogo horizontal entre el Estado y dichos pueblos. Un hito importante ha sido la publicación hace dos años y medio de la Ley de Derecho a la Consulta Previa, una norma que garantiza el ejercicio de los derechos de participar en las medidas legislativas y en los programas cuando el Estado quiera implementar a favor de estos pueblos. Esta Ley establece las bases para garantizar un clima de paz social y diálogo necesarios para que las empresas puedan invertir en Perú. En este contexto, se espera que las empresas energéticas dentro de su política de inversión consideren el respeto al derecho al desarrollo propio de los pueblos, y del medio ambiente.

Hoy en día los pueblos indígenas claman ser los protagonistas directos de sus propios destinos. Eso es uno de los retos que CONAP plantea en el contexto actual como una de las acciones estratégicas a desarrollar dentro del marco de sus alineamientos políticos-organizativos. La mayoría de los pueblos amazónicos de hoy quieren ser aliados estratégicos, ser socios potenciales del Estado y de las empresas privadas, y quieren trabajar juntos de la mano con el sector privado. Pero muchas veces encuentran barreras.

Se pueden encontrar algunas experiencias exitosas, como la relacionada con el proyecto Camisea, el proyecto energético más importante del país donde habitan los indígenas Machiguengas de alto y bajo Urubamba, que se encuentran ubicados en la región de Cusco y Ucayali. Vienen trabajando con el consorcio Camisea más de diez años, recibiendo derechos de compensación, servidumbre, de paso, entre otros, y reciben fondos directamente de

Global Energy: Strategies and Values

Resumen y Conclusiones

las empresas, que muchas veces son utilizados para proyectos de desarrollo dentro de las mismas comunidades (educación, salud, proyectos sostenibles de agricultura, artesanía, etc.) y otros relacionados con la mejora del nivel de vida de la población.

Visión del mundo empresarial (IPIECA) y de las compañías energéticas

IPIECA es la asociación mundial del sector del petróleo y el gas especializada en cuestiones medioambientales y sociales. Por medio de sus grupos de trabajo aúna los conocimientos y experiencias de las empresas y asociaciones del petróleo y el gas, que representan más de la mitad de la producción de petróleo del mundo.

Fundada en 1974 después de la creación del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), es el principal canal de comunicación de la industria con las Naciones Unidas. Además, contribuye a mejorar el desempeño medioambiental y social del sector del petróleo y el gas mediante la adopción de las siguientes medidas:

- El desarrollo, el intercambio y la promoción de buenas prácticas y soluciones
- La mejora y diseminación del conocimiento
- El fomento de intercambios entre miembros y otros representantes sectoriales
- El trabajo en asociación con las partes interesadas clave

Los documentos de buenas prácticas que desarrolla IPIECA se utilizan muy frecuentemente como manuales de referencia y representan un recurso esencial para diseminar las ideas y tendencias de la industria. En total han elaborado más de 50 documentos e informes de orientación sobre buenas prácticas para el sector del petróleo y el gas,

incluyendo una guía de implementación de los Principios Voluntarios sobre Seguridad y Derechos Humanos. Además, han trabajado en documentos conjuntamente con la UE.

Entre sus actividades también organizan reuniones centradas en ámbitos de interés concretos, donde expertos de dentro y fuera de la industria intercambian conocimiento y experiencias, estrategias y enfoques con el fin de encontrar respuestas a los retos medioambientales y sociales que se plantean a escala mundial.

En junio de 2011, IPIECA lanzó una nueva iniciativa - *the Business and Human Rights Project* – que tiene como objetivo apoyar a los miembros de IPIECA en el desarrollo y aplicación de los derechos humanos, y servir como órgano de referencia autorizado para la industria de petróleo y gas en temas relacionados con los derechos humanos y las empresas, incluyendo los Principios Rectores. Actualmente se están desarrollando guías prácticas sobre estos temas.

En la actualidad se están produciendo avances importantes en relación a la protección de los derechos humanos por parte de las empresas. Pasar de los Principios a la práctica es un gran reto, y para conseguirlo es fundamental que las empresas no trabajen de forma individual, sino conjuntamente con otras empresas y con los Gobiernos, respetando los derechos humanos incluso si dichos gobiernos no están haciendo su trabajo. Además, es necesario traducir los principios al día a día de las actividades de la industria. No basta con que la alta dirección manifieste su compromiso, sino que es necesario transmitir de manera efectiva al personal sobre el terreno lo que la compañía espera de su comportamiento. Por otro lado, hay que trasladar los compromisos a los distintos eslabones de la cadena de suministro (contratistas, proveedores, etc.) En Europa también tiene sentido hablar de

protección de los derechos humanos por el citado aspecto de la cadena de suministro y sus potenciales impactos indirectos, y también porque hay derechos - como el de la privacidad de datos, igualdad entre sexos, aspectos ambientales, seguridad de los productos, etc.- que también entran en el ámbito de los derechos humanos.

En este proceso, el diálogo y la comunicación con las partes interesadas son clave. Es importante que los profesionales bien preparados se dirijan a las comunidades implicadas de forma cercana para intentar comprender cuáles son sus necesidades y expectativas y lograr un clima de confianza mutua.

Por otra parte, no hay que olvidar que existen unos 1.300 millones de personas en el mundo sin suministro eléctrico, y aquí las empresas energéticas tienen un papel primordial, aportando conocimientos técnicos, financiación, etc. Hay que buscar soluciones para abordar este problema, como nuevos modelos de negocio que involucren a las comunidades desde el principio, de lo contrario los proyectos no tendrán viabilidad en el tiempo.

Por último, no hay que olvidar que, aunque la energía no aparece como tal en los Objetivos de Desarrollo del Milenio, se necesita para cumplir todos y cada uno de ellos. Sería deseable que en la propuesta de nuevos objetivos de desarrollo sostenible post 2015 se aprobasen objetivos en este campo.

Geopolítica y energía: Hot Spots

Nos encontramos en un contexto mundial donde la distribución del poder no es estable y donde existen grandes fragilidades, y en el que además están surgiendo nuevas alianzas entre países así como nuevos actores, como las multinacionales y las redes sociales, que están cobrando un protagonismo sin precedentes.

Global Energy: Strategies and Values

Resumen y Conclusiones



En este contexto de tensiones e incertidumbres a nivel global, la energía está muy presente. Las tecnologías están jugando un papel cada vez más fundamental, en particular las energéticas, y nos enfrentamos a entornos geopolíticos nuevos en términos de consumidores, procesadores y productores de energía. El término de seguridad energética está pasando a un primer plano, con multitud de definiciones relacionadas con la economía, la diplomacia, el poder militar, etc., y con objetivos muy variados: evitar accidentes, volatilidad de precios, dependencia energética, etc. En este ámbito, diversificar los tipos de energía, sus fuentes, y sus orígenes de suministro es una herramienta indispensable.

Tradicionalmente se ha pensado que los precios del petróleo suben cuando existen conflictos internacionales, pero estamos viendo cómo en los últimos meses los precios han bajado y, por el momento, no existe una explicación clara sobre cuáles han sido las causas de dicho descenso. Algunos apuntan simple-

mente a los movimientos de los mercados, en el que se han unido dos circunstancias: el incremento paulatino de la producción estadounidense gracias a las nuevas técnicas de extracción y el excedente de producción de crudo, en un contexto de menor demanda, consecuencia de la desaceleración económica de países importadores, como China y la UE. Sin embargo, estas mismas circunstancias ya existían hace dos años.

Hay opiniones que piensan que los países pertenecientes a la OPEP no han provocado esta caída, pero bien es cierto que hasta la fecha no han acordado recortar la producción para aumentar dichos precios. Existen varias interpretaciones sobre esta postura, donde las consideraciones de tipo geoestratégico pueden estar imponiéndose a las de los mercados. Unos la atribuyen a una estrategia para posicionarse por delante de países como Irán y Rusia, muy dependientes de los precios del petróleo, otros lo interpretan como la búsqueda de un efecto desincenti-

vador para las extracciones norteamericanas mediante *fracking*, las cuales necesitan de precios del petróleo relativamente elevados para ser rentables.

En cualquier caso, parece evidente que existe una relación directa entre la energía (especialmente los hidrocarburos) con las situaciones de inestabilidad en determinadas regiones. Por ello, los conflictos actuales o potenciales en países que se encuentran en procesos de transición política, como Egipto, cuyo papel para asegurar el tránsito a través del Canal de Suez es fundamental, o Libia, gran exportador de hidrocarburos, preocupan a la comunidad internacional.

Rusia sin duda ocupa un papel fundamental en la geopolítica energética mundial. Con las octavas reservas probadas de petróleo del mundo, un consumo interno de este hidrocarburo relativamente bajo y una elevada capacidad de refino, la Federación Rusa exporta unos 9 mil millones de barriles diarios,

Global Energy: Strategies and Values

Resumen y Conclusiones

de los cuales el 66% van a Europa. Respecto al gas natural, su posición es mucho más dominante, ya que posee las segundas reservas mundiales de gas, por detrás de las de Irán, constituyendo esta fuente más del 53% de su consumo interno de energía primaria. El peso de este sector en el país representa el 16% de su PIB y el 30% de sus ingresos fiscales. Por tanto, su riqueza energética tiene un gran valor estratégico, teniendo el Gobierno un peso importante en la participación de las compañías de este sector. Por otro lado, cabe destacar que necesita la tecnología occidental para poder producir recursos en zonas tales como el Ártico.

Frente a las tensiones con algunas regiones de Occidente, Rusia está enfocando sus relaciones hacia otras regiones, como lo demuestra los nuevos acuerdos con Irán para la fabricación de centrales nucleares y con China para la exportación de recursos energéticos.

Rusia y China llevan negociando desde 2006 una asociación estratégica en el ámbito de la energía que finalmente se acordó en mayo de 2014, como consecuencia en parte de la crisis entre Rusia y Occidente. Los dos países han firmado más de 40 acuerdos comerciales y una "Declaración conjunta sobre la nueva etapa de relaciones de actuación global y cooperación estratégica", con el objetivo de lograr en 2020 unos intercambios comerciales de 200.000 millones de dólares al año.

Respecto al gas, según lo acordado, Rusia suministrará 38 bcm anuales a China durante 30 años. Aunque no se ha hecho público el precio, el importe de la operación parece ascender a 400.000 millones de dólares, lo que indica unos 360 dólares por cada 1.000 m³. El nuevo acuerdo implica, además, nuevas infraestructuras y nuevos yacimientos. La firma de los acuerdos es de gran importancia para Rusia pero no parece suponer un cambio para la seguridad energética de Europa, ya

que los 38 bcm que está previsto enviar a China vendrán de yacimientos nuevos en Siberia oriental que no suministran actualmente a la UE. Más repercusión tendría si Rusia concretara una ruta occidental para desviar de Europa a China la producción de los yacimientos de Siberia occidental.

El Ártico es otra de las regiones que está llamada a jugar un papel fundamental en el plano energético y de las relaciones geopolíticas. Su deshielo implica la apertura de nuevas rutas marítimas y el acceso a nuevos recursos. Al mismo tiempo, se requieren tecnologías muy avanzadas y de elevado coste, cuya viabilidad depende mucho de los precios de la energía a nivel internacional. China es uno de los países con gran interés en éste área geográfica, en particular por contar con rutas marítimas más seguras y recorridos más cortos. Otro aspecto que se considera importante respecto a esta región, es la delimitación de los espacios marítimos por los países ribereños.

Respecto a Europa y su mejor posicionamiento en el ámbito energético, las interconexiones son fundamentales pero se está aún lejos de alcanzar las capacidades necesarias para poder contar con un verdadero Mercado Interior de la Energía. En esta materia, existe cierta falta de gobernanza que debe ser claramente reforzada para que Europa supere su posición de vulnerabilidad frente a otras regiones. Hay divergencias de precios entre Estados miembros muy relevantes, así como diferentes cargas fiscales, por lo que hay que trabajar en este sentido. Además, se cuenta con compromisos en materia de clima y energía para 2030 muy ambiciosos, y cuyo cumplimiento requiere la integración de todos los mercados energéticos europeos. El correcto funcionamiento del mercado europeo de derechos de emisiones de CO₂, la eficiencia energética, el fomento de la I+D+i de las tecnologías energéticas no tan maduras, entre otras medidas, también juegan un importante rol en este campo.

En relación con los hidrocarburos no convencionales de EE.UU, se considera que es pronto para analizar sus repercusiones a largo plazo, aunque en el corto plazo hay evidencias de su impacto positivo en términos industriales y geopolíticos. Gracias a esta revolución energética, EE.UU está reforzando su papel en el entorno internacional. Europa debe seguir muy de cerca cómo evoluciona la producción de recursos no convencionales en EE.UU y resto de regiones del mundo, y, en su apuesta por el desarrollo industrial, mejora económica y mayor sostenibilidad ambiental, contemplar seriamente la vía de explotación de todos sus recursos autóctonos.

Reflexiones finales

Para comprender lo que está ocurriendo en el sector energético, hay que tratar de interpretar la interacción de la energía con la sociedad y con la gobernanza global.

La relación de la industria energética con las preocupaciones sociales y ambientales de las sociedades en las que opera, es una de las condiciones de contorno que tenemos ante nosotros. El acceso a los recursos va a poder estar limitado por distintas razones, y una de ellas es, sin duda, no saber abordar correctamente la preocupación de la sociedad global.

Ese necesario diálogo parte de unas condiciones mucho más favorables de lo esperado. Claramente entre las grandes asociaciones empresariales, las compañías internacionales, los gobiernos y las propias comunidades, hay un nivel de acuerdo de objetivos, que hace que una colaboración en esta materia sea factible, y esto tiene que ser explorado cada vez con mayor profundidad.

Nos encontramos en un contexto mundial donde la distribución del poder no es estable y donde existen grandes fragilidades. Además, están surgiendo nuevas alianzas entre países

Global Energy: Strategies and Values

Resumen y Conclusiones



alianzas con otros grandes actores como EE.UU, seguridad y vulnerabilidad energética.

Ante este contexto, tiene dos tareas fundamentales: debe articularse internamente (unión política europea) para ser un sujeto en política internacional, y debe contribuir a articular Occidente. Entre Europa, Norteamérica, América del Sur y África se concentra buena parte de la riqueza del mundo y un flujo de relaciones, que Europa debería contribuir a articular, y donde España podría ejercer cierta influencia y tener cierto protagonismo (Idea de la cuenca atlántica como un espacio geopolítico prioritario para España)

Para poder abordar estas tareas, hay una serie de cuestiones relacionadas con el sector energético que resultan clave como son las relacionadas con la plena consecución del MIE, o con el TTIP. Para que el TTIP pueda cumplir con sus expectativas generadas y la energía tenga un rol más importante en el mismo, lo cual es altamente deseable, hay una serie de aspectos a resolver tanto por parte de EE.UU como de Europa. ■

así como nuevos actores, que están cobrando un protagonismo sin precedentes. Sin duda estamos ante un sistema de vasos comunicantes en el que todo influye sobre todo.

En este sistema complejo e impredecible donde la energía es clave, la reducción de

la incertidumbre y el riesgo pasa por una mejor gobernanza. No hay duda que hoy el mundo tiene un importante déficit de gobernanza global.

Europa se enfrenta a distintas encrucijadas en materia de relaciones con países vecinos,



La coordinación y publicación de los “Cuadernos de Energía” se ha llevado a cabo, en colaboración, por tres entidades independientes:

Las anteriores entidades y sus colaboradores asumen responsabilidad alguna sobre las posibles consecuencias que se deriven para las personas naturales o jurídicas que actúen o dejen de actuar de determinada forma como resultado de la información contenida en esta publicación, siendo recomendable la obtención de ayuda profesional específica sobre sus contenidos antes de realizar u omitir cualquier actuación.

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

Los “Cuadernos de Energía” han sido publicados para su distribución gratuita, no pudiendo ser objeto de comercialización o reventa y no constituyendo asesoramiento profesional de ninguna índole.

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

Publicación trimestral: Número 44, Año XII, Madrid Enero 2015

Producción gráfica: COMFOT

Depósito Legal: M-32052-2004

ISSN: 1698-3009



44

Enero 2015

GARRIGUES



CLUB ESPAÑOL
DE LA ENERGÍA

INSTITUTO ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Deloitte.

Hermosilla, 3
28001 Madrid
Tel.: 91 514 5200
Fax: 91 399 2408
www.garrigues.com

Paseo de la Castellana, 257, 1ª Planta
28046 Madrid
Tel.: 91 323 7221
Fax: 91 323 0389
www.enerclub.es

Plaza Pablo Ruiz Picasso, 1
Torre Picasso. 28020 Madrid
Tel.: 91 514 5000
Fax: 91 514 5180
www.deloitte.es