

# MERCADOS Y SOSTENIBILIDAD PARA UN SECTOR ENERGÉTICO COMPETITIVO

SIMPOSIO EMPRESARIAL INTERNACIONAL  
2015



INCLUYE LIBRO  
ELECTRÓNICO  
**THOMSON REUTERS  
PROVIEW™**

CIVITAS



THOMSON REUTERS



MERCADOS Y SOSTENIBILIDAD  
PARA UN  
SECTOR ENERGÉTICO COMPETITIVO

Simposio Empresarial Internacional FUNSEAM  
Barcelona, 2015



# MERCADOS Y SOSTENIBILIDAD PARA UN SECTOR ENERGÉTICO COMPETITIVO

Simposio Empresarial Internacional FUNSEAM  
Barcelona, 2015

Autores

JUAN JOSÉ ALBA RÍOS	MARÍA JESÚS MARTÍN ESTEBAN
FRANCISCO BARCELÓ	XAVIER MASSA
JULIÁN BARQUÍN GIL	RAFAEL MATEO
PEDRO BASAGOITI	ANTONIO MERINO
MARÍA TERESA COSTA-CAMPI	CARLOS MIRANVENT PI
JAVIER DEL NIDO PARRILLA	PEDRO MIRÓ ROIG
JOSÉ MARÍA EGEA KRAUEL	JOSÉ ALFONSO NEBRERA
JORGE FERNÁNDEZ	JOSÉ M. REVUELTA MEDIAVILLA
ROSA GARCÍA	FRANCISCO J. SALAZAR
MIGUEL A. LASHERAS	MANUEL SÁNCHEZ-JIMÉNEZ
JOÃO MANSO NETO	

Prólogo

ANTONIO LLARDÉN

Editores

JOSÉ LUIS GARCÍA DELGADO  
RAQUEL MARÍN

CIVITAS



THOMSON REUTERS

Primera edición, 2015



THOMSON REUTERS PROVIEW™ eBOOKS

Incluye versión en digital

El editor no se hace responsable de las opiniones recogidas, comentarios y manifestaciones vertidas por los autores. La presente obra recoge exclusivamente la opinión de su autor como manifestación de su derecho de libertad de expresión.

La Editorial se opone expresamente a que cualquiera de las páginas de esta obra o partes de ella sean utilizadas para la realización de resúmenes de prensa.

Cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública o transformación de esta obra solo puede ser realizada con la autorización de sus titulares, salvo excepción prevista por la ley. Diríjase a CEDRO (Centro Español de Derechos Reprográficos) si necesita fotocopiar o escanear algún fragmento de esta obra ([www.conlicencia.com](http://www.conlicencia.com); 91 702 19 70 / 93 272 04 45).

Por tanto, este libro no podrá ser reproducido total o parcialmente, ni transmitirse por procedimientos electrónicos, mecánicos, magnéticos o por sistemas de almacenamiento y recuperación informáticos o cualquier otro medio, quedando prohibidos su préstamo, alquiler o cualquier otra forma de cesión de uso del ejemplar, sin el permiso previo, por escrito, del titular o titulares del copyright.

Thomson Reuters y el logotipo de Thomson Reuters son marcas de Thomson Reuters

Civitas es una marca de Thomson Reuters (Legal) Limited

© 2015 [Thomson Reuters (Legal) Limited / FUNSEAM]

© Portada: Thomson Reuters (Legal) Limited

Editorial Aranzadi, SA

Camino de Galar, 15

31190 Cizur Menor (Navarra)

ISBN: 978-84-9099-357-6

Depósito Legal: NA 2323/2015

*Printed in Spain. Impreso en España*

Fotocomposición: Editorial Aranzadi, SA

Impresión: Rodona Industria Gráfica, SL

Polígono Agustinos Calle A. Nave D-11

31013 - Pamplona

## SUMARIO

PRÓLOGO .....	17
ANTONIO LLARDÉN	

### INTRODUCCIÓN

#### 1

HACIA UN SECTOR ENERGÉTICO COMPETITIVO: EL SECTOR ENERGÉTICO EN LA PRÓXIMA DÉCADA .....	23
---	----

PEDRO MIRÓ ROIG

1. Introducción .....	23
2. Acontecimientos destacables de 2014 que afectan al sector energético .....	23
3. Los grandes retos del sector energético en la próxima década .....	25
4. Algunos puntos clave necesarios para superar los retos planteados .....	29

#### 2

MERCADOS Y SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA. UNA NOTA .....	31
--	----

ROSA GARCÍA

### PARTE I

#### **FUNCIONAMIENTO Y DISEÑO DE LOS MERCADOS ENERGÉTICOS: NUEVOS RETOS**

#### 3

REGULACIÓN DE LOS MERCADOS DE PETRÓLEO Y EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL CRUDO .....	39
---	----

PEDRO ANTONIO MERINO GARCÍA

1. Introducción .....	39
2. Evolución y regulación de los mercados de materias primas .....	40
2.1. <i>Historia, mercados centralizados y OTC</i> .....	40

2.2. <i>Reforma regulatoria tras la crisis</i> .....	42
2.2.1. <i>Ámbito de actuación de la regulación en los mercados de materias primas</i> .....	43
2.2.2. <i>Regulación de las PRAs</i> .....	44
a. <i>Principios para las agencias que reportan precios de crudo</i> .....	44
b. <i>Aplicación de principios</i> .....	45
2.2.3. <i>Regulación en los mercados de derivados</i> .....	46
a. <i>Estados Unidos: Dodd-Frank Act</i> .....	46
b. <i>Europa: EMIR</i> .....	47
2.2.4. <i>Requerimiento de márgenes para derivados no compensados</i> .....	47
2.2.5. <i>Efectos de la regulación en el precio del petróleo</i> .....	48
3. <i>Evolución reciente de precios en el mercado de petróleo</i> .....	49
3.1. <i>Caída del precio del barril de petróleo</i> .....	49
3.2. <i>Ajuste de precios a corto plazo hacia el nuevo equilibrio</i> .....	53
4. <i>Conclusiones</i> .....	54
<i>Orientación bibliográfica</i> .....	55

## 4

MERCADOS SECUNDARIOS DE GAS .....	57
MIGUEL ÁNGEL LASHERAS	
JORGE FERNÁNDEZ	
1. <i>Introducción</i> .....	57
2. <i>El punto de partida</i> .....	58
2.1. <i>El mercado OTC ibérico de gas natural</i> .....	58
2.2. <i>La gestión de desbalances en el AOC</i> .....	61
2.3. <i>Evolución de los precios y situación actual de los mercados</i> .....	62
3. <i>La nueva regulación de los mercados de gas en Europa</i> .....	64
3.1. <i>Diseño de los mercados de gas: el Gas Target Model</i> .....	64
3.2. <i>Implementación del Código de Red de Balance</i> .....	66
3.3. <i>Cambios normativos en España y Portugal</i> .....	67
4. <i>La experiencia europea: los «hubs» virtuales</i> .....	68
4.1. <i>Evolución de los principales mercados gasistas en Europa</i> .....	68
4.2. <i>Los servicios de «hub»</i> .....	71
4.3. <i>Requisitos para facilitar la liquidez en el punto virtual de negociación (hub)</i> .....	73

5. IBGH y los servicios de «hub» en la península ibérica .....	74
6. Conclusión .....	76

## 5

MERCADOS ORGANIZADOS DE CORTO PLAZO DE ELECTRICIDAD Y GAS .....	79
---	----

PEDRO BASAGOITI

1. Introducción .....	79
2. Los mercados europeos de la electricidad y el gas .....	79
3. El mercado ibérico de la electricidad (MIBEL) y el de gas (MIBGAS) .....	80
4. Los mercados organizados de corto plazo .....	82
5. Los mercados de electricidad y de gas .....	84
5.1. <i>Similitudes</i> .....	84
5.2. <i>Diferencias</i> .....	85
6. Retos de los mercados organizados de corto plazo .....	86
6.1. <i>Mercados de electricidad</i> .....	86
6.1.1. Adecuada integración de las energías renovables en el mercado .....	87
6.1.2. Proporcionar una adecuada seguridad de suministro .....	88
6.1.3. Completar el desarrollo del Mercado Interior .....	88
6.2. <i>Mercados de gas</i> .....	90
6.2.1. Creación de un mercado organizado de gas en la Península Ibérica .....	90
6.2.2. Implementación del código de red de balance .....	91
6.2.3. Integración del Mercado Interior del gas .....	92

## 6

MERCADOS DE CAPACIDAD .....	93
-----------------------------	----

JUAN JOSÉ ALBA RÍOS

JULIÁN BARQUÍN GIL

1. La estructura de los mercados eléctricos .....	93
2. ¿Por qué mercados de capacidad? .....	95
3. Los mercados de capacidad como un seguro de suministro .....	97
4. Los mercados de capacidad como mecanismos de largo plazo .....	98
5. ¿Por qué ahora? .....	99
6. ¿Y en España? .....	100
7. A modo de conclusión .....	101

## 7

<b>PARTICIPACIÓN DE LAS RENOVABLES EN EL MERCADO DE ENERGÍA: UNA PERSPECTIVA EUROPEA</b> .....	103
JOÃO MANSO NETO	
1. Situación actual: predominio de los sistemas de tarifa fija o <i>feed-in tariffs</i> .....	103
2. Ante el futuro: opciones de integración de las renovables en el mercado .....	105
2.1. <i>Necesidad de nueva capacidad renovable: los objetivos europeos</i> .....	105
2.2. <i>Competitividad de las energías renovables</i> .....	105
2.3. <i>Opciones para el desarrollo de nueva capacidad renovable</i> .....	107
2.3.1. Sistema de mercados mayoristas de electricidad (Energy only Markets, EoM) .....	108
2.3.2. Mercados de electricidad con prima fija (pool más prima) .....	110
2.3.3. Contratos por diferencia otorgados a través de subastas .....	111
3. Conclusión .....	113

## PARTE II

**LAS INFRAESTRUCTURAS DE RED COMO FACTOR DE  
COMPETITIVIDAD: INTERCONEXIONES**

## 8

<b>MODERNIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE LAS REDES ELÉCTRICAS EN EUROPA: LAS REDES INTELIGENTES</b> .....	117
MANUEL SÁNCHEZ-JIMÉNEZ	
1. La política energética de la Unión y las necesidades de flexibilidad y redes inteligentes .....	117
2. Experiencias acumuladas en la Unión .....	118
3. Posibilidades financieras actuales .....	119

## 9

<b>RED DE INTERCONEXIONES DE GAS FRENTE AL MERCADO INTERIOR</b> .....	121
JOSÉ MARÍA EGEA KRAUEL	
1. Interconexiones energéticas en la Unión Europea .....	121
2. Situación de las interconexiones en España .....	122
2.1. <i>Interconexiones de electricidad en España</i> .....	122
2.2. <i>Interconexiones de gas en España</i> .....	123

2.3. <i>Caso MIDCAT</i> .....	123
3. Contribución de España a las interconexiones europeas. Infraestructuras de gas .	124
3.1. <i>Capacidad disponible</i> .....	124
3.2. <i>Cartera muy diversificada</i> .....	125
3.3. <i>Seguridad de suministro</i> .....	125
3.4. <i>Beneficios de las interconexiones de gas con Francia</i> .....	126
4. Situación actual del mercado mundial de gas .....	127
5. Conclusiones .....	127

## 10

LA <i>SUPERGRID</i> : UNA CONDICIÓN PARA EL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA .....	129
--	-----

JOSÉ ALFONSO NEBRERA

## 11

NUEVOS RETOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ANTE EL MERCADO INTERIOR DE LA ELECTRICIDAD .....	133
--	-----

JOSÉ MANUEL REVUELTA MEDIAVILLA

1. Introducción .....	133
2. Nuevos conceptos, retos y posibilidades .....	133
3. La regulación y la retribución, factores esenciales .....	135
4. Liderazgo y responsabilidad del distribuidor .....	136

## 12

LA RED DE CLH Y SU MODELO DE COMPETITIVIDAD .....	137
---	-----

JAVIER DEL NIDO PARRILLA

1. Introducción .....	137
2. Enfoque a la competitividad en CLH .....	137
3. Automatización y uso de las nuevas tecnologías como factor clave de la eficiencia .....	140
4. Proyecto Centro de Control de Instalaciones .....	141

## 13

DESARROLLOS TECNOLÓGICOS PARA INTERCONEXIONES ENERGÉTICAS COMPETITIVAS .....	143
--	-----

FRANCISCO BARCELÓ

1. Introducción .....	143
2. La importancia para la Península Ibérica de la interconexión energética .....	143
3. Desarrollos tecnológicos para la interconexión de las redes energéticas .....	144
4. Esquemas de integración de redes .....	145
5. Tecnología aplicada a interconexiones energéticas: la experiencia de Schneider Electric .....	146
6. Evolución de la tecnología de interconexión energética. Próximos retos .....	146

### PARTE III

#### LATINOAMÉRICA: COMPETITIVIDAD Y SOSTENIBILIDAD

##### 14

LA REFORMA ENERGÉTICA EN MÉXICO: AVANCES EN SU IMPLEMENTACIÓN .....	151
---	-----

FRANCISCO JAVIER SALAZAR DÍEZ DE SOLLANO

1. Introducción. Avance en materia institucional .....	151
2. Avances en materia de hidrocarburos .....	155
3. Avances en materia eléctrica .....	158
4. Conclusiones .....	161
Orientación bibliográfica .....	162

##### 15

PROYECTOS DE GAS NATURAL FENOSA EN LATINOAMÉRICA .....	163
--	-----

CARLOS MIRAVENT PI

1. Introducción .....	163
2. Proyectos de Gas Natural Fenosa en América Latina .....	164
2.1. <i>Parque eólico de Biñ Hioxo, en Oaxaca (México)</i> .....	164
2.2. <i>Distribución de gas natural en la zona de Arequipa (Perú)</i> .....	166
2.3. <i>Suministro de GNL al mercado industrial de Puerto Rico</i> .....	167
2.4. <i>Planta de generación hidroeléctrica de Torito en Costa Rica</i> .....	167
2.5. <i>Introducción del gas natural en América Central</i> .....	168
2.6. <i>Adquisición del grupo CGE</i> .....	169

## 16

PROYECTOS DE ACCIONA ENERGÍA EN LATINOAMÉRICA .....	171
RAFAEL MATEO	
1. Introducción .....	171
2. El futuro energético en Latinoamérica es renovable .....	172
3. Las energías renovables favorecen la competitividad .....	173
4. Es crítico crear entornos de inversión estables .....	175
4.1. Marco regulatorio estable .....	176
4.2. Financiabilidad .....	176
4.3. Balance entre el contenido local y la atracción del mercado a nuevos entrantes .....	176
4.4. Proceso transparente, seguro y ágil para la obtención de permisos y acceso a la red .....	176
5. Transición hacia una nueva era energética .....	177

## 17

ENAGÁS EN PERÚ .....	179
MARÍA JESÚS MARTÍN ESTEBAN	
1. Introducción .....	179
2. Enagás en Perú .....	180
3. Gasoducto Sur Peruano .....	181
4. Transportadora de Gas del Perú .....	183

## EPÍLOGO

## 18

OBJETIVO SOSTENIBILIDAD: UN ENFOQUE DE MERCADO .....	187
MARÍA TERESA COSTA-CAMPI	
XAVIER MASSA	
1. Introducción: mercados y sostenibilidad .....	187
2. Cumplimiento de los objetivos energéticos y medioambientales UE 2030 a través de mecanismos de mercado .....	189
3. Nuevo diseño de los mercados para la sostenibilidad energética y ambiental .....	192
4. La sostenibilidad energética y ambiental como elemento competitivo .....	194



## PRÓLOGO

ANTONIO LLARDÉN

Este libro reúne las contribuciones al III Simposio Empresarial Internacional de la Fundación para la Sostenibilidad Energética y Ambiental (FUNSEAM), celebrado el 2 de febrero de 2015 y que trató en esta ocasión sobre los mercados energéticos y el papel de las infraestructuras para la sostenibilidad energética y la competitividad empresarial.

El sector de la energía se enfrenta hoy a un escenario competitivo caracterizado por un contexto geopolítico inestable, la globalización de los mercados y el nuevo papel de la demanda y de los cambios tecnológicos, sin perder de vista el reto imprescindible de reducir el impacto medioambiental. Todos estos factores afectan al diseño de los mercados, a los precios, a las decisiones de inversión y a la propia política de la empresa para seguir reforzando su competitividad en el nuevo entorno. En definitiva, estamos ante una nueva situación, en la que los agentes del sistema energético -empresas, consumidores, reguladores y gobiernos- debemos aprovechar nuevas oportunidades para avanzar en el objetivo de la sostenibilidad energética y ambiental. Un objetivo con el que las empresas patronas de Funseam estamos firmemente comprometidas. Esta obra es, una vez más, muestra de ese compromiso.

La primera lectura es la excelente contribución de Pedro MIRÓ, Presidente del Club de la Energía y Vicepresidente de CEPSA. Su artículo relata los retos que debe afrontar el sector energético en la próxima década, que involucran no solo a los agentes que operan en él sino también a gobiernos y consumidores.

Las páginas introductorias se cierran con las relaciones entre energía y nuevas tecnologías. Rosa GARCÍA, Presidenta de Siemens, afirma que la política energética debe concretar cuál es su escenario futuro en generación y redes. Esto permitirá que las empresas tecnológicas puedan adaptar sus procesos de investigación y desarrollo y que las empresas energéticas y las suminis-

tradoras de tecnología puedan trabajar conjuntamente en el objetivo de la sostenibilidad.

Las contribuciones sobre el funcionamiento y diseño de los mercados energéticos y los nuevos retos que estos deberán afrontar se recogen en la primera parte del libro. Profesionales y expertos de empresas e instituciones explican la caída de los precios del petróleo por los cambios en la demanda, la oferta y la regulación; la situación del Mercado Ibérico de gas natural en comparación con las diferentes fórmulas europeas; los mercados a corto plazo de electricidad y gas; y la importancia que para la seguridad de suministro de electricidad tienen los mercados de capacidad. Esta primera parte finaliza con un capítulo de João MANSO NETO, Consejero Delegado de EDP Renováveis, sobre la participación de las renovables en el mercado de la energía desde una perspectiva europea.

La segunda parte del libro se dedica a las infraestructuras como factor de competitividad. El objetivo de integración de los mercados energéticos europeos exige realizar nuevas inversiones en redes e interconexiones, claves para la seguridad de suministro. Los autores abordan la necesidad de que España tenga más interconexiones de electricidad y gas con el resto de Europa y con el sur del Mediterráneo, entre las que se destaca la importancia del proyecto MidCat, asociado al corredor de gas Norte-Sur; la *supergrid* como una condición para el mercado interior de la energía o los desarrollos tecnológicos que exigen las interconexiones energéticas. Un mercado más competitivo beneficia a operadores y consumidores y ayudará a tener un sistema energético más sostenible.

La tercera parte de la obra trata, como en cada edición, de Latinoamérica, con la experiencia de las empresas españolas en los mercados latinoamericanos, donde son actores relevantes tanto en GNL como en la generación y distribución de electricidad y en el desarrollo de energías renovables. Su actividad tiene un impacto positivo en los sistemas energéticos de estos países y efectos favorables medidos en el empleo, en la integración social, en la competitividad industrial y en el desarrollo económico.

En el texto de su conferencia, Francisco SALAZAR, Presidente de la Comisión Reguladora de Energía de México, explica los avances de la reforma energética en el país y complementa el capítulo que dedicó a este tema en el libro sobre el Simposio de 2014. La liberalización del mercado energético ha exigido el desarrollo de un marco regulatorio tanto en materia de petróleo como de gas y electricidad, y la aplicación de las competencias de las agencias reguladoras, especialmente de la CRE.

Por último, en el epílogo del libro, María Teresa COSTA, Directora de la Cátedra de Sostenibilidad Energética, y Xavier MASSA, miembro del grupo de investigación de la Cátedra de Sostenibilidad, afirman que el objetivo de mitigación del cambio climático supone una oportunidad para avanzar en la competitividad empresarial si se adoptan las innovaciones tecnológicas y la política empresarial necesarias. La sostenibilidad puede alcanzarse desde un enfoque de mercado, el reto es fijar los pasos que deben darse sin poner en riesgo la seguridad de suministro y la competitividad de la industria y garantizando unos precios asequibles para los consumidores.

Esta obra reúne las conferencias y ponencias del III Simposio Empresarial Internacional de Funseam, pero no puede recoger las intervenciones de los participantes ni los debates entre empresarios, académicos y reguladores allí presentes, y a todos ellos quiero agradecerles sus aportaciones. Mi agradecimiento también al profesor José Luis GARCÍA DELGADO y a Raquel MARÍN por la impecable edición y a todos los autores por sus contribuciones.

Este tercer libro de la Colección de Simposios de Funseam ha sido posible gracias al compromiso y colaboración de las empresas que forman el Patronato de la Fundación: Fundación Repsol, Endesa, ACS, CLH, Enagás, Gas Natural Fenosa, Cepsa y EDP Renováveis. Confiamos en que esta nueva obra contribuya a dar a conocer mejor lo que estamos haciendo las empresas energéticas para avanzar en el desarrollo de los mercados, las infraestructuras y la sostenibilidad energética y ambiental.



# INTRODUCCIÓN



## HACIA UN SECTOR ENERGÉTICO COMPETITIVO: EL SECTOR ENERGÉTICO EN LA PRÓXIMA DÉCADA

PEDRO MIRÓ ROIG

*Presidente del Club Español de la Energía*

### **1. Introducción**

Quiero agradecer en primer lugar la invitación que tan amablemente me ha dirigido FUNSEAM para participar como Presidente de Enerclub en el III Simposio Empresarial Internacional sobre *Mercados y sostenibilidad para un sector energético competitivo*, y tener el honor de acompañar al Ministro José Manuel Soria, y al Presidente Antonio Llardén en su sesión inaugural. Enerclub ha estado presente en las tres ediciones celebradas de este Simposio que, año tras año, congrega en Barcelona a algunos de los más reputados expertos en materia energética tanto a nivel nacional como internacional, y que se ha convertido en un evento de referencia del sector.

Un año más, el tema elegido, binomio mercados energéticos y sostenibilidad en búsqueda de la competitividad, resulta del máximo interés. Este texto trata de los retos del sector energético en la próxima década, y para abordar tal tema se estructura en tres apartados. Se comienza haciendo un breve repaso de algunos de los acontecimientos más trascendentales que han tenido lugar durante 2014 y que afectan en gran medida al sector energético. Luego se pone la atención en los retos del sector desde sus dimensiones internacional, europea y española. En tercer y último lugar, se exponen algunos puntos clave que desde el Club Español de la Energía consideramos necesario tener en cuenta para superar estos retos.

### **2. Acontecimientos destacables de 2014 que afectan al sector energético**

Estamos siendo testigos *a nivel internacional* de una serie de acontecimientos que están modificando el panorama energético sustancialmente, como son, entre

otros, las inestabilidades geopolíticas y la fuerte caída de los precios del petróleo, cuyas repercusiones en los mercados se están sintiendo actualmente.

La situación geopolítica en algunas partes del mundo ha sido motivo de preocupación para la comunidad internacional durante el último año, y para nuestro sector en particular, como es el caso de las tensiones entre Rusia y Occidente, o la situación que se está viviendo en algunos países de Oriente Medio, por citar algunos ejemplos.

Al mismo tiempo, y siendo algo que pocos pudieron prever, durante 2014, el precio del petróleo ha sufrido una caída de más de un 50% (desde los 107 dólares por barril del Brent en febrero de 2014 a los 46 marcados en el día de hoy<sup>1</sup>). Existen multitud de opiniones sobre por qué de este cambio en los precios, pero parece que, entre otros muchos factores, el excedente de producción de crudo, una menor demanda, o la mencionada situación geopolítica podrían ser algunos de ellos. En cualquier caso, las repercusiones que están teniendo estas variaciones tienen consecuencia directa en gran parte de las actividades económicas de nuestra sociedad.

Otro tema significativo este año ha sido el papel de China y EE.UU. Éste último ha sido uno de los grandes protagonistas en 2014, con sus recursos no convencionales y la confirmación de algunas de las consecuencias de su explotación, entre las que destacan la reindustrialización del país, o las marcadas diferencias de precios de la energía entre diferentes regiones del mundo, que está afectando a la competitividad de nuestras economías.

Por otro lado, China, con su ritmo de crecimiento espectacular, que parece superará en 2014 a la economía norteamericana en paridad de poder adquisitivo, llegaba a finales de año a un acuerdo histórico con el país americano en la lucha contra el cambio climático, lo que da esperanzas para la Cumbre de París de 2015.

México ha sido otro de los actores clave el pasado año, con una reforma que supone un cambio sin precedentes en su panorama energético nacional, dando un paso de gigante hacia la liberalización y aumento de competencia, y suponiendo por tanto una gran oportunidad para las compañías extranjeras.

Tres temas han sido los más relevantes *para Europa* en 2014 en el ámbito energético: la situación con Rusia, el nuevo marco de clima y energía y la puesta en marcha de la nueva Comisión.

Durante el pasado año, la situación geopolítica respecto a Rusia ha vuelto a despertar la inquietud sobre la seguridad de suministro, llevando a establecer diversas medidas encaminadas al aumento de la misma, en particular en el sector del gas.

Asimismo, se ha producido un hito importante en el ámbito de la política energética de la Unión, con la propuesta y posterior aprobación por el Consejo Europeo de octubre del marco de actuación en materia de clima y energía hasta

---

1. Consultado el 03/02/2014. [http://cincodias.com/mercados/materias\\_primas/petroleo\\_brent/1/historico/27](http://cincodias.com/mercados/materias_primas/petroleo_brent/1/historico/27)

el año 2030, cuyos objetivos sobre reducción de emisiones, energías renovables y eficiencia energética han servido de base en las negociaciones sobre cambio climático de la COP 20, celebrada a finales del año en Perú.

2014 también será recordado como el año en el que se formó la nueva Comisión con el Presidente Juncker, con una nueva estructura, con la creación de una Vicepresidencia para la *Unión Energética* y con el nombramiento de un representante español, Miguel Arias Cañete, como responsable comunitario del área de energía y cambio climático entre los nuevos cargos electos. La energía pasa así a tener una mayor visibilidad en la estructura organizativa y las políticas comunitarias.

*Centrándonos en España*, el último año hemos vivido grandes transformaciones para el sector, especialmente el eléctrico y, sobre todo, en el ámbito regulatorio: se ha implantado lo que se considera el núcleo central de la reforma del sector comenzada en 2012, que ha afectado a casi todas las actividades de nuestro sistema eléctrico y que, según los últimos informes, permitirá que entremos en un periodo de estabilidad financiera. Además, en los últimos doce meses se han dado pasos en la reforma del sector gasista y se ha desarrollado un Anteproyecto de Ley de Hidrocarburos, actualmente en trámite parlamentario.

### **3. Los grandes retos del sector energético en la próxima década**

Si en tan sólo un año hemos vivido todos estos cambios sustanciales, se pueden imaginar la dificultad que supone identificar los retos de la próxima década.

Desde mi punto de vista, en el *ámbito internacional* estos retos están relacionados con tres temas básicos: los nuevos escenarios geopolíticos, la lucha contra el cambio climático, y la universalización del suministro. Me referiré seguidamente a cada uno de ellos.

No cabe duda de que nos enfrentamos a un *nuevo entorno energético mundial* en términos de consumidores, procesadores y productores de energía. Además, y como he subrayado anteriormente, la *volatilidad de la situación geopolítica en algunas partes del mundo* preocupa a la comunidad internacional, y especialmente a nuestro sector.

Al mismo tiempo, la caída de los precios podría poner en peligro los proyectos en entornos técnicamente complejos y con altos costes de producción.

Esta situación de *inestabilidad e incertidumbre*, característica del momento actual, hace que nos enfrentemos a la necesidad de desarrollar estrategias políticas y empresariales de gran complejidad, con una gestión activa de nuestra interdependencia energética, con una apuesta clara por la diversificación de los suministros, gran capacidad de adaptación a los precios del petróleo y una dedicación especial a las políticas energéticas internacionales.

Como segundo gran reto a destacar, no puedo dejar de mencionar *el cambio climático*. Como es bien conocido, el sector energético es una de las causas pero

también la principal solución en este ámbito y, a pesar de los grandes esfuerzos que se están haciendo, las previsiones de incremento de emisiones no son muy alentadoras.

El *clima es un asunto multilateral* y avanzar en las negociaciones internacionales en este campo es fundamental. Se han dado pasos positivos en la Cumbre del Clima de Perú que permiten vislumbrar un posible acuerdo en París a finales de 2015, donde estén presentes la mayor parte de los países. Los distintos compromisos nacionales, especialmente los de países clave como EE.UU. y China, que juntos representan el 40% de las emisiones actuales (la UE supone sólo el 12%), deben ser lo suficientemente fuertes y ambiciosos si verdaderamente queremos limitar ese aumento de la temperatura a 2°C. *Europa debe utilizar su fuerza diplomática y su compromiso moral para lograr ese acuerdo.*

El otro gran reto a mencionar, en este plano global, está relacionado con *la universalización de la energía* y el hecho de que todavía, a día de hoy, cerca del 20% de la población mundial (1.300 millones de personas) carezca de suministro eléctrico.

Las empresas del sector energético también en este campo pueden tener un papel fundamental mediante la aportación de su experiencia, sus recursos humanos, sus conocimientos técnicos, o su músculo financiero, para acercar la energía a un mayor número de personas.

Aunque no se ha mencionado inicialmente, otro de los grandes retos, como se recoge en la última edición del *World Energy Outlook* de la AIE, está relacionado con la *necesidad de inversiones* en infraestructuras energéticas. La Agencia indica que éstas serán necesarias tanto para cubrir el aumento de demanda como para reemplazar aquellas infraestructuras que pueden quedar obsoletas, y que subsisten muchas incertidumbres sobre si esa inversión llegará a tiempo<sup>2</sup>.

Pasemos ahora *al entorno europeo*. Son muchos los desafíos a los que se podría hacer referencia pero creo que, gran parte de ellos, se resumen en la necesidad de *aumento de la competitividad*, temática central de este Simposio, y que constituye un compromiso de todos.

Actualmente existen grandes diferencias de precios energéticos por regiones, sobre todo para electricidad y gas, con su consecuente impacto en la competitividad de empresas y países, lo que hace que muchos de ellos se replanteen sus políticas energéticas. Por tanto, el primer requisito necesario consiste en que Europa cuente *con precios competitivos*, para lo que se precisa, entre otros aspectos, una mayor integración de los sistemas energéticos de los países europeos. En esta tarea la *mejora de las interconexiones, tanto desde el punto de vista físico como regulatorio, es requisito indispensable* para potenciar el Mercado Interior de la Energía y conseguir los tres objetivos tradicionales de la política energética europea simultáneamente.

---

2. La AIE cifra en unos 900 billones de dólares anuales (hasta 2030) la inversión necesaria en actividades de E&P de petróleo y gas, y en 16.400 billones de dólares la inversión necesaria acumulada hasta 2035 en electricidad (*World Investment Outlook 2014*).

Para aumentar la competitividad, dada la elevada dependencia energética del exterior, además de un mercado europeo integrado, se requieren medidas adicionales. Una de éstas debe ser el *desarrollo de los recursos propios de la Unión*, incluyendo tanto las energías renovables como los hidrocarburos convencionales y no convencionales. Un sistema energético estable y menos dependiente podría potenciar nuestro desarrollo industrial, aspecto básico para el progreso de una sociedad moderna, y hacernos menos dependientes de las crisis globales.

Creo que Europa debe seguir muy de cerca cómo evoluciona la producción 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 estos recursos.

*La eficiencia energética* es otro de los aspectos que cobra un papel fundamental en el aumento de la competitividad, tanto para la industria como para el consumidor, gracias a los desarrollos tecnológicos que se están llevando a cabo.

Para terminar con los retos europeos, hay que hacer referencia a la estrategia sobre seguridad de suministro publicada en mayo de 2014 por la Comisión, y la consideración que hace sobre la *necesidad de coordinar las decisiones nacionales en materia de política energética y de hablar con una sola voz en las negociaciones con socios externos*. Bajo mi punto de vista, esto es otro de los grandes retos a los que nos tendremos que enfrentar en el marco europeo en los próximos años.

A continuación me centraré en España, teniendo en cuenta el nuevo marco de precios del crudo y un sistema eléctrico que esperamos equilibrado económicamente este año.

Es sabido que a lo largo del último cuarto de siglo el sector energético español ha evolucionado de forma espectacular. A día de hoy podemos disfrutar de un sistema energético eficiente, con infraestructuras de calidad y un *mix* diversificado y, en general, de un sector que ha ido cumpliendo de forma satisfactoria con los objetivos que la sociedad le ha ido planteando para ofrecer el mejor servicio posible. Además, cuenta con compañías de referencia líderes en sus especialidades en el ámbito mundial, gracias a la enorme proyección internacional que han tenido y que se está incrementando en los últimos años.

A pesar del notable salto dado, seguir avanzando hacia un modelo energético más competitivo, seguro, sostenible medioambientalmente y socialmente aceptable continúa siendo nuestro principal objetivo. Para ello será necesario enfrentarnos a desafíos tales como la elevada dependencia energética del exterior, la escasez de interconexiones con el resto de Europa, la evolución de la demanda en relación con el PIB, o el importante peso de la fiscalidad en los precios. Además, habrá que resolver algunos de los retos a los que se enfrentan las principales fuentes energéticas de uso final, tema que se analiza a continuación.

Me gustaría comenzar con *el petróleo*, cuya normativa básica se encuentra en revisión con el Anteproyecto de Ley de Hidrocarburos actualmente en discusión en el Parlamento, como ya se ha comentado.

El primer aspecto a remarcar está relacionado con la presión competitiva a la que está sometida la industria del refino europea, incluyendo la española, que cuenta con algunas de las refinerías más avanzadas tecnológicamente del mundo. La existencia de una *sobrerregulación*, unos requerimientos ambientales más exigentes que los de otras regiones geográficas del mundo, los mayores costes de la energía, o el descenso del consumo obligan a abordar este tema como un objetivo prioritario de todos, incluyendo el apoyo e implicación de las diferentes administraciones.

Otro de los aspectos significativos en el ámbito del petróleo tiene que ver con la puesta en marcha de actividades de exploración en búsqueda de posibles recursos, tanto convencionales como no convencionales, en el territorio nacional. Si bien esta actividad viene respaldada por la posición favorable del Gobierno, se está viendo frenada en gran medida por la reticencia a la realización de sondeos por parte de las Comunidades Autónomas donde parece que se encuentran estos recursos. Dicha dinámica contrasta con los avances que en este sentido están haciendo determinados países europeos, como Polonia, Rumanía o Ucrania o aquellos ya conocidos fuera de Europa.

Desde el punto de vista del sector, cuyo trabajo en el aspecto técnico es impecable, debemos redoblar el esfuerzo en la comunicación con las partes interesadas, principalmente con la sociedad y sus actores.

Con respecto a la *electricidad*, contamos con algunas de las compañías más importantes del mundo en este ámbito, y disponemos de un *mix* de generación robusto y diversificado. Sin embargo, a día de hoy, existe un alto porcentaje de potencia eléctrica que está infrautilizado debido principalmente a decisiones de política energética y a la disminución, sin duda no prevista, de la demanda eléctrica.

Nuestro sistema eléctrico actual se caracteriza por ser un sistema de libre mercado, aunque con ciertas injerencias externas a éste. En él existe, además, una tarifa o precios regulados, aplicable a cerca de 26 millones de puntos de suministro, de los cuales en la actualidad aproximadamente el 60% queda al margen del mercado libre. Tenemos, asimismo, un precio final para el consumidor que contempla un porcentaje muy importante de cargas ajenas a la actividad de suministro eléctrico. Además de estos temas que deberán ser resueltos en un futuro próximo, las empresas habrán de adoptar decisiones relevantes relacionadas con otros aspectos, como la Directiva Europea de Emisiones Industriales.

Por último, es inevitable mencionar el desequilibrio económico que ha caracterizado a este sector en los últimos años, situación que ha dado lugar a la puesta en marcha de toda una serie de medidas que están teniendo las consecuencias que todos conocemos (incremento de los impuestos asignados a la factura eléctrica, reducción de los márgenes de las empresas del sector, cambios de retribuciones para ciertas tecnologías, etc.). Estas medidas parece que han logrado dotar de estabilidad financiera al sistema, aspecto clave para cualquier acción futura. La adaptación de todos los actores a este nuevo marco será uno de los retos del sector en el corto-medio plazo.

Por su parte, la situación en el ámbito del *gas* tiene mucho que ver con la del sector eléctrico. De forma muy resumida y sin pretender ser exhaustivo, cabe destacar, en primer lugar, la gran expansión de su consumo en nuestro sistema energético en la última década que, aunque también ha sufrido las consecuencias de la crisis, ha visto aumentado su número de clientes en los últimos años. Sin embargo, todavía las cifras de penetración de gas en los hogares españoles, aproximadamente el 29%, son bastante inferiores a la media europea.

Asimismo, podemos presumir de la existencia de numerosas infraestructuras de gas natural y de GNL en España que sitúan a nuestro país entre los primeros del mundo en capacidad de regasificación por habitante, y que convierten a la Península Ibérica en un potencial punto de entrada estratégico de gas para la UE. Pero también aquí en la actualidad, por las razones apuntadas, se está produciendo una infrautilización.

Uno de los temas más críticos y de mayor importancia es el relacionado con la reducción del hueco térmico, que ha llevado a que los ciclos combinados durante el último año aportaran sólo un 8,5%<sup>3</sup> a la cobertura de demanda eléctrica peninsular; suponiendo, además, un cambio en el papel para el que inicialmente estaban diseñados, al pasar a constituir la energía de respaldo de las energías intermitentes.

También en este ámbito me veo obligado a hablar de desequilibrio económico, ya que a finales de 2013 contábamos con un déficit coyuntural de tarifa del gas de alrededor de 300 millones de euros. Este desequilibrio, aunque dista de alcanzar las dimensiones que tiene el eléctrico, ha obligado a la adopción de medidas para solventarlo<sup>4</sup>, que veremos si logran cumplir su objetivo.

#### **4. Algunos puntos clave necesarios para superar los retos planteados**

Es un momento crucial para el sector, en especial con la nueva definición de objetivos europeos para 2030, la Conferencia 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 este momento, desde el Club consideramos que hay una serie de puntos clave a tener en cuenta para superar los retos a los que los españoles nos enfrentamos, que paso a relacionar a modo de conclusión:

- En primer lugar, pensamos que es necesario un empeño político y económico, a nivel europeo y de los países, para lograr la *consecución del Mercado Interior de la Energía y la integración completa de España en el mismo*. Para ello, debemos seguir avanzando todo lo posible hacia el refuerzo de las interconexiones físicas con Europa a través de Francia,

3. Avance informativo REE 2014.

4. Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.

como elemento imprescindible para alcanzar este objetivo, así como en las interconexiones regulatorias asociadas.

- En segundo lugar, y pasando ya al plano estrictamente nacional, creemos que es necesario que España desarrolle una *estrategia energética propia que no excluya ninguna tecnología*, y que incluya objetivos concretos a medio y largo plazo, como están realizando o han hecho ya otros países europeos o Estados Unidos. Además, dicha estrategia debería desarrollarse a través del diálogo abierto y consensuado de todas las partes implicadas. Ello permitiría establecer las bases hacia una estabilidad regulatoria, y daría las señales adecuadas para las inversiones futuras que llegarán, sin duda, en los próximos años.
- En tercer y último lugar, hay toda una serie de temas muy relevantes en los que hay que seguir avanzando porque formarán parte de la base del modelo energético futuro. Me refiero, entre otros aspectos, a la *liberalización de los mercados*, a la *protección del consumidor* y su mayor participación en el sistema, el fomento del *ahorro y la eficiencia energética*, y a otros aspectos más relacionados con la tecnología, como son el apoyo a la *I+D+i*, o el desarrollo de las *redes inteligentes*.

\* \* \*

Para finalizar, quiero reiterar el agradecimiento a FUSEAM por su invitación a participar en este Simposio; desde el Club Español de la Energía seguiremos incentivando los debates sosegados y profundos en los que se tengan en cuenta todas las fuentes energéticas y participen todos los agentes que conforman nuestro sector, con vistas a informar y aportar posibles soluciones a los retos actuales y futuros. Estoy seguro que mediante el diálogo y el esfuerzo equilibrado de todos, aspecto imprescindible, podremos conseguirlo.

## MERCADOS Y SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA. UNA NOTA

ROSA GARCÍA

*Presidenta, SIEMENS España*

Quiero dar las gracias a FUNSEAM por haberme dado la oportunidad de contribuir a reflexionar sobre los temas que nos ocupan. Seguramente no sea yo quien dé respuestas, pero espero ser capaz con esta breve aportación de ayudar a crear un marco de reflexión que las facilite.

No desvelo nada nuevo al señalar que en todos los países, en general, afrontamos el tema de la energía buscando un buen equilibrio entre tres componentes básicos. El primero tiene que ver con la seguridad del suministro, y dentro de la seguridad del suministro, hay que tener en cuenta la dependencia energética, es decir, qué cantidad de energía somos capaces de producir nosotros, y qué cantidad de energía necesitamos importar de terceros países. Y ahí que sea muy importante encontrar un marco geopolítico estable que garantice que esa energía va a poder ser importada.

También es importante –segundo componente– conseguir que el precio de nuestra energía sea suficientemente interesante para evitar un frenazo económico y seguir desarrollando la industria. Es necesario evitar niveles tan caros de energía en el ámbito privado que puedan repercutir negativamente en la calidad de vida de nuestros ciudadanos.

Por último, un tercer componente no menos importante: tenemos que pensar en qué tipo de planeta vamos a dejar a las generaciones futuras.

Y bien, por el orden indicado, ¿cuál es la situación en España? El nuestro es uno de los países dentro de la Unión Europea que tiene mayor problema con la dependencia energética, ya que aproximadamente el 80% de la energía que consumimos la tenemos que importar, frente a la media de la Unión Europea, que se sitúa en un 54%. Eso sí, somos capaces de producir muchísima más energía –102 megavatios en momentos pico–, cuando realmente consumimos 43 megavatios en esos momentos de mayor consumo. Además, somos uno de los países de la

Unión Europea que tiene las renovables con muy buena cobertura; el año pasado alcanzamos el 42,8%.

Por su parte, los precios de la energía son muchísimo más caros que en otros países de la Unión Europea, aproximadamente el doble.

En cuanto a la sostenibilidad medioambiental, hemos hecho bastante bien las cosas, aunque debemos plantearnos cuánto nos importa este cambio climático. La realidad es que si queremos cumplir la regulación impuesta por la Unión Europea de aquí al año 2050, a pesar de los esfuerzos realizados, deberemos ser capaces de disminuir aproximadamente un 80% nuestras emisiones de CO<sub>2</sub>.

Si lo que les acabo de apuntar sirve para dibujar el marco, ahora cabe ensayar alguna respuesta. Y como presidenta de una empresa puramente tecnológica tengo que decir que la respuesta no puede venir impuesta por las compañías, en absoluto, sino que tiene que proceder de la ciudadanía. No existe, por supuesto, una respuesta única, o una respuesta que sea en todos los casos la más adecuada, y de hecho, estamos viendo que hay, en función de las sociedades, aproximaciones muy distintas. Existe, por ejemplo, la posición alemana, que dice «nucleares, no, nos importa mucho el medio ambiente, nos importa mucho el futuro»; existen países como Francia, donde dicen «nucleares, sí, es muy importante seguir manteniendo nuestra industria»; existen países como China o Estados Unidos, donde al mantenimiento del medio ambiente le otorgan menos importancia; y la Unión Europea, donde en estos momentos estamos intentando equilibrar la reindustrialización con seguir dejando un planeta limpio.

Por nuestra parte, uno de los debates más importantes que tiene que sostener la sociedad española en este momento es el del *mix* equilibrado que queremos darnos, para que, una vez que lo tengamos claro, seamos capaces de identificar cuáles son los cambios, tanto regulatorios como tecnológicos, y las inversiones que hemos que realizar.

Como fuere, lo que sí debería traer la innovación es una mayor posibilidad de utilizar de forma más eficiente las tecnologías que ya tenemos, tanto en lo que se refiere a la generación, como a la transmisión, a la distribución y al almacenamiento.

Así pues, si echamos un vistazo a la situación en la que se encuentra en este momento España, nos damos cuenta de que en el ámbito energético los recursos más convencionales, los ciclos combinados, están funcionando muy pocas horas al año, y realmente de una forma muy distinta a la que fueron ideados, ya que solo dan respaldo en los momentos clave a las renovables. ¿Qué significa esto? Que vamos a tener que repensar qué hacer con estos ciclos combinados. Y desde el punto de vista tecnológico, es muy importante pensar cómo modernizar estas infraestructuras para que los costes de mantenerlas en hibernación, o simplemente como respaldo, sean inferiores a los que teníamos hasta el momento. Hay que pensar nuevamente sobre todo los procesos de mantenimiento, y ahí se pueden hacer cambios importantes y radicales.

En el campo de las renovables, y teniendo en cuenta las grandes innovaciones tecnológicas, las que van a tener más éxito en los próximos años van a estar relacionadas con la energía eólica, porque es ahí donde se están haciendo más esfuerzos para contener los costes y para aumentar la producción. Y no solamente desde el ámbito *onshore*, sino también en el *offshore*. En España, no obstante, tenemos un problema añadido: se empezaron a hacer instalaciones de eólica en un momento en el que la tecnología todavía era muy incipiente, por lo que los mejores parques eólicos tienen turbinas que son muy poco eficientes por el tipo de viento que tienen. En consecuencia, será importante permitir que estos parques eólicos se repotencien, o bien repotenciando las máquinas que ya están instaladas, o bien haciendo un cambio importante en éstas. En el tema hidráulico, en fin, poca modernización se está haciendo: simplemente se intenta maximizar la producción.

Otra de las áreas en las que realmente creo que tanto España como Europa van a tener que cambiar su actual posicionamiento tiene que ver con la cogeneración. La Directiva europea de Eficiencia Energética, aprobada en 2012, apunta que una clave para conseguir todos los objetivos energéticos que tiene la Unión Europea va a ser precisamente la generación distribuida que permitirá, a través de turbinas más pequeñas, el abastecimiento eléctrico en lugares situados cerca del consumo. En España, en este momento nos encontramos en una situación de mucha inestabilidad regulatoria en esta área. Las grandes industrias están realmente preocupadas porque muchísimas de ellas habían invertido en cogeneración hace años, muchas de las turbinas necesitan hoy ser remplazadas, o necesitan ser repotenciadas, y de momento no existe una legislación que les dé confianza. Y de hecho, lo que estamos viendo es que si las cosas no cambian, habrá muchos megavatios que se desconectarán, con el impacto negativo que ello tendrá sobre la eficiencia de la industria.

Fijémonos ahora en la transmisión. Creo que este aspecto está claro. Si tuviéramos mejores redes de transmisión, seríamos capaces, sobre todo en la Unión Europea, de producir en los lugares donde mejor podemos producir, y acabar consumiendo casi donde quisiéramos. La tecnología HVDC nos va a permitir la transmisión con el uso e incluso la pérdida de la menor cantidad de megavatios posibles.

Hemos hecho un estudio en Siemens, junto con la Universidad Técnica de Múnich, y tenemos datos que desvelan que si fuéramos capaces de producir en los lugares donde hay más sol, donde hay más viento, y tuviéramos todas las interconexiones adecuadas, podríamos conseguir un ahorro altísimo en el conjunto de Europa, entre 30 y 45 billones americanos. En España también sería muy importante. Somos un país donde tenemos nuestros ciclos combinados en algunos casos pidiendo hibernación. Somos un país donde producimos en muchas horas del día más energía de la que podemos consumir, hay muchísima renovable, y nuestro problema es que solamente disponemos de una reducidísima interconexión, principalmente a través de Francia y a través de Portugal. Precisamente acabamos de inaugurar Inelfe, la unión con Francia, pero a pesar de todo seguirá siendo insuficiente. Deberíamos seguir acelerando estos planes de interconexión con Europa para crear ese mercado único europeo, llegando en el año 2020 al me-

nos al 10%, y en el año 2030 a un 15% de sistemas de interconexión. Deberíamos seguir haciendo más interconexiones entre la península y las islas, si no queremos que los sistemas insulares sean realmente caros. A día de hoy, ya tenemos un sistema HVDC a través de Sagunto que cubre el 23,2% de las necesidades eléctricas de Baleares, pero debemos seguir añadiendo interconexiones y posicionarlas.

En los temas de distribución, apenas estamos empezando a descubrir la potencia que puede resultar de utilizar un *hardware* sofisticado con un *software* sofisticado, y una buena colección de datos. Tenemos que asumir, aunque nos cueste, y aunque sea difícil –porque este tipo de tecnología es mucho más fácilmente aceptable en países en los que se necesita el aumento de la energía, donde creen que no van a ser capaces de aumentar sus ciclos combinados a la velocidad adecuada para cubrir la necesidad energética–, que el consumidor tiene que convertirse en «prosumidor», es decir, que no solo consuma, sino que sea capaz de crear su propia energía, e incluso de venderla al sistema. Ya tenemos un número importante de contadores eléctricos inteligentes que, de momento, lo que están haciendo es inundar a los gestores de datos y más datos. Tenemos que instalar mucha tecnología, que ya está empezando a ser instalada en otros países y que en España está aún en fase beta, para ser capaces de hacer este análisis de datos. Dicho análisis nos aportará una información precisa sobre cuál es el consumo, y permitirá dar al consumidor información sobre el precio del kilovatio/hora, y sobre el momento en que se está produciendo más energía de la consumida. Necesitaremos también unos sistemas de ahorro energético, y de gestión de la energía dentro de los electrodomésticos, que nos permitan adaptar nuestro consumo al precio y a la producción del propio país en este momento.

De un estudio realizado se deduce que si las redes eléctricas en Estados Unidos fuesen todas inteligentes –y ahí se está intentando hacer una aceleración– se conseguiría un ahorro de entre 46 y 117 billones americanos en los próximos 20 años. Y las inversiones que se están haciendo a escala mundial aproximadamente son de unos 15 billones. Es decir, aquí estamos empezando tecnológicamente a modernizarnos, pero queda mucho por hacer.

Un tema en el que queda prácticamente todo por hacer es el del almacenamiento. El día en que lo tengamos resuelto, tendremos conseguido, de un modo mucho más fácil, el equilibrio de nuestra red, sobre todo de nuestra red eléctrica. Las soluciones de almacenamiento están en una fase todavía muy incipiente; existen tecnologías todavía caras que, además, deberían ser utilizadas en este momento ante todo para dar servicios a infraestructuras críticas, como edificios públicos, aeropuertos, grandes estadios y, sin embargo, todavía no están disponibles para lograr equilibrar los grandes desequilibrios que producen las renovables en el sistema eléctrico.

Para terminar, dos reflexiones recapitulatorias. La primera es obligado crear una visión de país, y tener muy claro cuál es el *mix* energético que nos va a guiar, no solamente en el próximo año, sino en los próximos años, además de tener muy claro, también, cuál va a ser la visión que va a aportar Europa. La segunda, hemos de conocer qué tecnologías hay, sobre todo en las áreas de la generación y de la transmisión, para poder hacer casi lo que queramos, y que se pueda contar

con empresas tecnológicas como las nuestras para seguir invirtiendo en áreas todavía más incipientes, como puede ser la de la distribución *–smart grid–* y la del almacenamiento.



PARTE I

FUNCIONAMIENTO Y DISEÑO DE LOS MERCADOS  
ENERGÉTICOS: NUEVOS RETOS



## REGULACIÓN DE LOS MERCADOS DE PETRÓLEO Y EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL CRUDO<sup>1</sup>

PEDRO ANTONIO MERINO GARCÍA

*Economista Jefe y Director de la Secretaría Técnica, REPSOL*

### 1. Introducción

Los mercados de petróleo son determinantes en la fijación de precios del crudo. A nivel global, empresas productoras, casas de negociación y diversos agentes financieros utilizan estos precios para valorar activos y cerrar operaciones. El rol de los mercados de petróleo y su correcto funcionamiento es fundamental y así es entendido por gobiernos e instituciones supranacionales que velan por la transparencia del sistema de formación de precios. Esto es especialmente cierto como consecuencia de los aumentos del precio del crudo hasta 2008 y de la revisión de la regulación y funcionamiento de los mercados iniciada en 2009 por el G-20 que puso de manifiesto ciertas fisuras en la infraestructura regulatoria.

Este texto está dividido en dos partes. La primera, comienza con la revisión de los mercados de petróleo y de cómo ha evolucionado la formación de los precios del crudo a lo largo de los últimos cincuenta años. Posteriormente, se señalan los factores que han determinado la reestructuración del marco regulatorio de estos mercados, incidiendo en el impacto de la nueva normativa en la negociación y profundidad de los mismos. En una segunda parte, se analiza la reciente caída de los precios del petróleo y las condiciones de demanda, oferta y regulación como variables explicativas del comportamiento de los precios.

---

1. Las opiniones aquí expuestas son las del autor y no reflejan la posición oficial de Repsol.

## 2. Evolución y regulación de los mercados de materias primas<sup>2</sup>

### 2.1. HISTORIA, MERCADOS CENTRALIZADOS Y OTC

Actualmente la posibilidad de asegurar un precio futuro de un barril de petróleo está al alcance de cualquiera. Sin embargo, la accesibilidad y profundidad con la que contamos hoy en los mercados de petróleo ha tenido una larga historia de evolución.

En 1970 solo el 5% del crudo que se producía se intercambiaba en mercados; el restante correspondía a contratos de abastecimiento. El creciente dinamismo de las empresas independientes en los mercados de petróleo presionó al alza las cotizaciones. Los precios de mercado se mantuvieron por encima de los precios negociados en los contratos de abastecimiento. Esta situación impulsó a que muchas empresas adoptaran como sistema de precios las cotizaciones de mercado; precisamente, fue la empresa nacional de petróleo de México (PEMEX) la pionera en este proceso.

Más allá de esto, lo importante fue que por primera vez en la historia el mercado era determinante en la fijación de precios del barril de crudo. Esta situación generó una importante demanda, tanto en el mercado abierto como en los contratos de corto plazo con la Organización de Países Exportadores de Petróleo, OPEP (en inglés, OPEC), aunque también se convirtió en una fuente de volatilidad ya que los contratos de abastecimiento permitían tener cotizaciones más estables.

A fines de 1983 se negociaba a través del mercado el 40% del volumen total comercializado a nivel internacional. Este progresivo aumento de la actividad en mercado permitió la generación de información fiable y representativa de los precios de los productos petrolíferos. Así también irrumpió en el mercado la negociación de contratos a plazo con el objetivo de protegerse del riesgo que implicaba la volatilidad de las cotizaciones. De esta manera, surgió un mercado a corto plazo, el de los denominados «barriles de papel».

Por otra parte, el comportamiento de la OPEP también favoreció el desarrollo de los mercados, ya que comenzaron a referenciar sus contratos de abastecimiento a los precios de mercado con el objetivo de no perder cuota. Con lo cual, a fines de la década de los 80, aproximadamente el 90% de los contratos negociados de petróleo estaban referenciados a las cotizaciones de mercado.

En la década de los 90 la evolución de los mercados permitió la existencia de empresas independientes dedicadas únicamente a la actividad de refino. El aumento de competencia en la actividad de refino impulsó la creación de mercados de productos petrolíferos.

---

2. Este epígrafe refleja el contenido de un documento más extenso a publicar en Información Comercial Española. Revista de Economía (ICE).

Con la entrada del nuevo milenio y la evolución de los mercados financieros el rol de las *commodities* se incrementó. A partir de la construcción de un índice con retornos mensuales sobre futuros de materias primas desde julio de 1959 a diciembre 2004, GORTON y ROUWENHORST (2004), llegaron a la conclusión de que las cotizaciones de las *commodities* tenían características simples que las llevaban a comportarse como activos de inversión. En el tiempo analizado, los futuros sobre materias primas habían generado mayores retornos anuales que la renta variable y que la renta fija, y esta situación era más evidente en periodos de repunte de la inflación.

Con estos incentivos la participación de la banca, fondos de inversión, fondos de pensiones, compañías de seguros e inversores minoristas, a través de futuros, opciones, fondos indexados, índices, ETFs, etc., aumentó, llegando a invertir importantes flujos de dinero en activos referenciados a la evolución de los precios de las materias primas en general y, especialmente, a petróleo, la *commodity* más negociada.

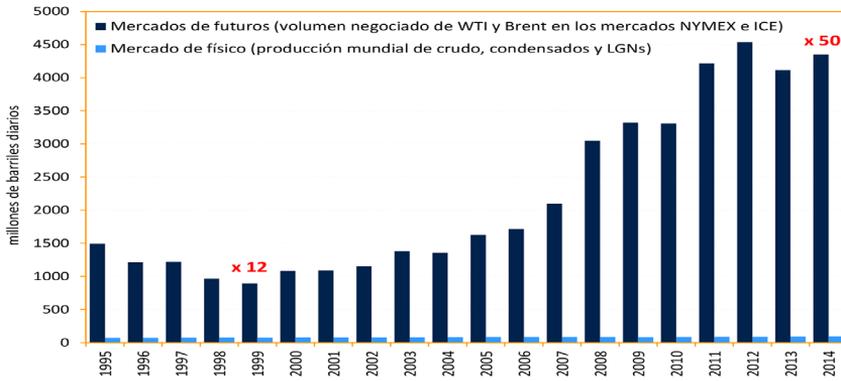
El aumento de la actividad de la banca en los mercados de materias primas, especialmente de la norteamericana, fue lo que impulsó el aumento de la profundidad del mercado. De esta manera, en 1981 Goldman Sachs absorbió una compañía denominada J. Aron & Co. que comercializaba metales preciosos, café y tipos de cambio, convirtiéndose en el primer banco de inversión de la historia que participaba en los mercados de materias primas incluyendo el negocio de papel y el físico.

La participación de la banca norteamericana en los mercados de materias primas encontró camino expedito en 2003, cuando la Reserva Federal (FED) autorizó a CITIGROUP a poder negociar materias primas energéticas en físicos a través de una subsidiaria denominada Phibro unit comprada en 1998. Entre 2003 y 2008 la FED concedió más de una docena de licencias para poder negociar en mercados de materias primas en físico a bancos que anteriormente no pertenecían a la banca de inversión.

El acceso al mercado físico de materias primas, más allá de proporcionarle a la banca un conocimiento de su funcionamiento, le otorgaba también conocimiento para realizar *proprietary trading*, es decir, compraventas por cuenta propia de manera exitosa, ya que al negociar tanto en el mercado físico como en el financiero, tenían una ventaja informativa.

Los bancos mantenían una gran parte de su volumen de operaciones de derivados en mercados OTC (*over the counter*) y solo acudían al mercado organizado para hacer coberturas del saldo neto de su cartera. Todo esto aumentó la inversión en materias primas llevando a que el volumen de derivados de materias primas fuera considerablemente superior a los volúmenes negociados en físico (ver gráfico 1).

GRÁFICO 1.—Petróleo negociado diariamente



Fuente: Bloomberg y Dirección de Estudios de Repsol.

Pero los inversores buscaban aumentar su exposición a materias primas porque los fundamentos de oferta-demanda y las perspectivas de los mismos justificaban que la dinámica era alcista. De hecho, la oferta, muy relacionada con los costes energéticos y la evolución del precio del petróleo, comenzaba a reflejar una insuficiencia para cubrir los incrementos de demanda.

## 2.2. REFORMA REGULATORIA TRAS LA CRISIS

El aumento acelerado de los precios de las materias primas en el 2008, específicamente el repunte del crudo hasta los 140 dólares por barril (USD/bl), generó un aumento inusitado de la volatilidad que llamó la atención de participantes y reguladores. Esto dio lugar a un debate y a un cuestionamiento sobre la posibilidad de que los precios de las materias primas no solo obedecieran a variables económicas fundamentales o reales, sino también a una interacción nueva y probablemente no vista hasta ese momento entre factores reales y financieros; aunque las burbujas en materias primas no son desconocidas en la historia económica.

Mientras, KRUGMAN, WOLF y VERLEGER se posicionaron en contra de considerar que la especulación haya alimentado el boom de los precios de las materias primas, SOROS, ECKAUS, KHAN y CALVO, manifestaron que el trading especulativo era perjudicial para la economía y que había originado una burbuja que se había visto avivada por la política monetaria acomodaticia de la Reserva Federal. Desde el punto de vista institucional, tanto el grupo de trabajo del IOSCO (*International Organization Of Securities Commission*), el FMI (Fondo Monetario Internacional) y la CFTC (*US Commodities Futures Trading Commission*) no encontraron pruebas de que la especulación haya influido sistemáticamente en los precios de las *commodities*.

De la misma manera, algunos intentaron calcular el impacto de la especulación en el precio del crudo. Por ejemplo, ROUBINI estimó a principios de 2009 que entre 30 y 50% del aumento de los precios del petróleo se explicaba por la mejora de los fundamentos, mientras que el restante aumento era por demanda especulativa, alimentado por los especuladores y su comportamiento gregario. MERINO y ALBACETE (2010) realizaron una estimación más cuantitativa, poniendo de manifiesto las dificultades existentes para dar respuesta al dilema «fundamentales/especulación», tanto por problemas de información como por la imprecisa diferenciación entre inversores comerciales y financieros. Según estos autores, el 60% de la evolución del precio del petróleo venía dado por los fundamentos (53% inventarios de crudo en la OCDE y 7% por la capacidad ociosa de la OPEP); un 14% por los valores pasados del mismo precio y, otro 20% por los mercados financieros expresados a través de las posiciones largas no comerciales.

En medio de esta polémica y de altos precios del crudo, las autoridades reunidas como G-20 decidieron hacer esfuerzos para mejorar la eficiencia y la transparencia de estos mercados en la determinación de los precios de las materias primas y, en particular, del precio del petróleo.

### 2.2.1. *Ámbito de actuación de la regulación en los mercados de materias primas*

La declaración del G-20 de Pittsburgh en septiembre del 2009<sup>3</sup> estableció los principios sobre los cuales se basa la reforma del sistema financiero global y designó al FSB (*Financial Stability Board*) como encargado de desarrollar y coordinar dichas tareas.

Los cambios regulatorios propuestos afectan al mercado de físico y a la operativa de derivados, regulando también la actuación de los participantes en el mercado. Los principios que regulan las actuaciones de las *Price Reporting Agencies* (PRAs) y la reforma de los mercados de derivados cambiaron totalmente la negociación de éstos. Adicionalmente, la identificación y la clasificación de los participantes de acuerdo a características y volúmenes negociados consiguieron una diferenciación en la aplicación de la regulación aunque la exigencia es progresiva.

Para acometer estas importantes reformas, el FSB coordina su actuación con IOSCO y con BCBS (*Basel Committee on Banking Supervision*).

---

3. [https://g20.org/wp-content/uploads/2014/12/Pittsburgh\\_Declaration\\_0.pdf](https://g20.org/wp-content/uploads/2014/12/Pittsburgh_Declaration_0.pdf)

GRÁFICO 2.—Ámbito de aplicación de la propuesta regulatoria



Fuente: Dirección de Estudios de Repsol.

### 2.2.2. Regulación de las PRAs

La reunión del G-20 de noviembre del 2010 en Corea solicitó que se estudiaran los métodos de valoración de los precios *spot* del crudo utilizados por las PRAs y se analicen los efectos que podrían estar teniendo en la transparencia y funcionamiento de los mercados de petróleo. En el caso del mercado de petróleo los precios son determinados directamente en el mercado físico y las cotizaciones son recogidas, valoradas, clasificadas y difundidas por agencias como Platts, Argus Media y OPIS, tres PRA (*Price Reporting Agencies*). La utilización de la valoración de estas agencias es imprescindible en mercados donde las transacciones no son fácilmente observables.

Las agencias «descubren y publican» los precios basados en información de oferta y demanda que concluyen en transacciones. Estos precios recogen en gran medida la formación de precios en los mercados de futuros con diferencias puntuales, ligadas a la entrega física del crudo y a los plazos de entrega de los mismos. Por tanto, estas agencias son muy importantes para agregar transparencia en los mercados físicos de materias primas donde no existe obligación de reportar operaciones que se realizan entre dos contrapartidas. A continuación se hace referencia a los principios que las rigen y a su aplicación.

#### a. Principios para las agencias que reportan precios de crudo

La principal preocupación radicaba en el hecho que la valoración del precio internacional del crudo pueda utilizar información que no refleje las condiciones de mercado. El objetivo de IOSCO se centró en mejorar la transparencia e integridad de la información y la armonización de la metodología que se utiliza en la valoración.

Las debilidades identificadas del proceso que utilizaban las PRAs en la valoración se centraban en la voluntariedad de reporte de información, insuficiencia de datos para reportar transacciones y distintos criterios y metodologías que se utilizaban en la valoración. A fin de mitigar estas debilidades IOSCO emitió unos principios y recomendaciones en distintos ámbitos, pero se hizo especial énfasis en la calidad e integridad de las metodologías de evaluación.

Se recomendó que estas metodologías especifiquen volumen, número de transacciones, carácter de la operación (*BID*, *ASK*) e información relevante del mercado. Por otra parte, se recomendó la descripción y publicación de dichas metodologías con un nivel de detalle minucioso y se establecieron normas y procedimientos para obligar su cumplimiento. Adicionalmente, se acordaron principios relacionados con la integridad en el proceso de reporte de información, el cual hace énfasis en la especificación de los criterios a utilizar y los procedimientos de control de calidad mediante los cuales se envía la información con el objetivo de evitar la manipulación del mercado.

Finalmente, se estableció que las PRAs tuvieran una auditoría de procesos, es decir, reglas y procedimientos para documentar información relevante. Por último, se estableció que las PRAs cuenten con un auditor independiente con experiencia apropiada y capacidad de revisar los informes realizados de acuerdo a la metodología establecida y en consonancia con los requerimientos establecidos.

#### b. Aplicación de principios

El plazo para que estos principios fueran adoptados por las PRAs era de un año, que finalizaba en octubre del 2013. Al cabo de este plazo estos principios habían sido plenamente adoptados; tal y como lo afirmó Ernest & Young que hizo una revisión de las metodologías de Platt's, y Pricewaterhouse Coopers, que se encargó de la revisión de Argus Media, ICIS y OPIS.

De la misma manera, el comité técnico de IOSCO convocó a una consulta pública que tenía como objetivo evaluar si la implementación de dichas metodologías de valoración cumplía su propósito y cuál había sido el impacto en el mercado. En el informe denominado *Implementation of the Principles for Oil Price Reporting Agencies*<sup>4</sup>, publicado en septiembre del 2014, se concluye que existen progresos pero que el proceso de implementación necesita más tiempo para poder hacer una evaluación. Por su parte, los participantes también confirmaron su percepción de mejora en la transparencia de las PRAs debido a que ahora pueden acceder a las metodologías de valoración que se utilizan para determinar los precios. La implementación de las metodologías de las PRAs ha eliminado la voluntariedad de los reportes de información y la opacidad de las metodologías de valoración, dos importantes debilidades.

La implementación de los principios ha supuesto un cambio profundo, no solo en la actuación de las PRAs, sino también en su interacción con los mercados de derivados. Los participantes consideran que el cambio más sustancial ha sido el

4. <http://www.iosco.org/library/pubdocs/pdf/IOSCOPD448.pdf>

impacto en los márgenes de garantía que deben constituirse diariamente en los contratos de derivados al utilizar como referencias los precios determinados por las PRAs.

### 2.2.3. Regulación en los mercados de derivados

Si bien los derivados son muy útiles para reducir el riesgo vía cobertura contra los cambios en las cotizaciones, el elevado apalancamiento que se consigue con estos instrumentos permite generar un efecto amplificador que puede ser muy desestabilizador. Una gran proporción de la operativa en derivados se realiza en mercados OTC, con lo cual la información pública es muy limitada y poco fiable para valorar los riesgos globales.

El G-20 dejó establecido la necesidad de disipar el riesgo sistémico de los mercados de derivados OTC y agregar mayor transparencia. Los elementos esenciales que persigue la regulación de los mercados de derivados son la negociación de derivados OTC normalizados en plataformas electrónicas, la compensación de posiciones y el registro de operaciones. En contra, los contratos de derivados compensados de forma no centralizada son sometidos a mayores exigencias de capital.

La implementación de estas reformas en EE.UU. y en la Eurozona, a la que nos referimos a continuación, es particularmente importante para la reestructuración de los mercados de derivados a nivel mundial, ya que estos acaparan conjuntamente el 80% del mercado global de derivados.

#### a. Estados Unidos: Dodd-Frank Act

La Ley Dodd-Frank para la reforma del sistema financiero y la protección del consumidor fue aprobada por el Congreso de Estados Unidos en julio del 2010. En el Título VII de esta ley se crea una infraestructura para regular a los mercados financieros no organizados. Concretamente menciona la intención de que todos los derivados sean negociados en plataformas donde la compensación se realice a través de cámaras con reglas estrictas de capital, de comunicación de posiciones y de ética. De igual forma, se pretende que las operaciones bilaterales sean colateralizadas y que se remitan a los repositorios de información.

En este aspecto EE.UU. ha avanzado más que Europa en la adopción de reglas. La obligación de compensar operaciones comenzó en Estados Unidos en marzo del 2013.

Durante 2013 y por productos, las nuevas categorías de agentes cumplieron con las distintas obligaciones de comunicación de información en tiempo real y con la compensación en mercados organizados. Asimismo, desde inicios del 2014 el comité de la Reserva Federal FDIC (*Federal Deposit Insurance Corporation*), adoptó las reglas de capital de Basilea III al marco legal de Estados Unidos. Estas reglas incluyen provisiones para los bancos con exposición a cámaras de compensación.

Adicionalmente, la CFTC impuso requerimientos de márgenes de garantía para aquellas operaciones que no se compensan en cámaras. Lo más lógico es que la regulación en Estados Unidos vaya tensionándose para lograr que los objetivos que se estipularon en el G-20 de Pittsburg se cumplan. Esto implicará una revisión progresiva a la baja del límite cuantitativo de las operaciones sujetas a la obligación de compensación por cámara.

#### b. Europa: EMIR

A finales del 2010 la Comisión Europea (CE) publicó una propuesta formal para regular los mercados de derivados OTC. El ESMA (*European Securities and Market Authority*) crea la EMIR (*European Market Infrastructure Regulation*), que es la regulación que lleva a cabo el mandato del G-20. Las principales obligaciones que contempla la EMIR, que entró en vigor en agosto de 2012 son<sup>5</sup>: compensación centralizada por tipos de derivados OTC; aplicación de técnicas de mitigación de riesgos para partidas no centralizadas; comunicación a los repositorios de información, y aplicación de requerimientos para los repositorios de negociación.

Esta normativa busca: primero, la comunicación de información que es obligación para todos los agentes que tienen una operación OTC en sus carteras; segundo, la compensación mediante cámaras para reducir el riesgo de contrapartida, y tercero, la adopción de normas de conductas éticas.

A principios del 2013 se publicó la normativa y los estándares de implementación de la misma que están siendo aplicados progresivamente. La aplicación de la normativa es amplia y afecta tanto a las instituciones financieras FC (*Financial Counterparties*), como a instituciones no financieras NFC (*Non-Financial Counterparties*). El proceso comenzó en 2014 con la obligación de reportar información de operaciones.

Por otra parte, el proceso de compensación obligatoria es muy relevante y continúa en vías de implementación. Así, en el segundo trimestre del 2014 se inició la consulta pública sobre el documento de obligación de compensación. Posteriormente se propusieron los estándares de regulación y, en la última parte del año, se publicó el documento final sobre los estándares a implementar. El 2015 es un año clave ya que en la segunda parte del mismo comienza la obligación de compensar.

#### 2.2.4. *Requerimiento de márgenes para derivados no compensados*

En 2011 el G-20 decidió introducir un requerimiento de márgenes sobre todos aquellos derivados que se mantengan en mercados OTC. Es decir, tal como ocurre en los mercados organizados, todas las operaciones deben ser liquidadas diariamente considerando los precios del mercado y de acuerdo al saldo deudor o acreedor se constituyen o retiran garantías, con lo cual el riesgo se minimiza a

5. <http://www.esma.europa.eu/page/European-Market-Infrastructure-Regulation-EMIR>.

solo la variación del día. El BCBS y IOSCO fueron las instituciones encargadas de realizar el marco normativo que fue publicado en febrero del 2013. Los objetivos esenciales son reducir el riesgo sistémico y la promoción de la compensación centralizada.

Si bien la introducción de márgenes tiene ventajas por el lado de la disminución de riesgo, también debemos considerar que estos requerimientos tienen impacto sobre la liquidez de los participantes ya que deben reservar garantías líquidas y de la máxima calidad crediticia para poder cubrir dichos márgenes.

Inicialmente, el requerimiento de márgenes para operaciones no compensadas comenzaría a partir del 1 de diciembre del 2015, aplicándose solo a operaciones que se pactasen después de esa fecha y bajo ciertas especificaciones. Sin embargo, se ha aplazado dicha fecha debido a las limitaciones expuestas por los participantes, con lo cual el proceso de compensación de derivados OTC se iniciará a partir del 1 de septiembre del 2016.

### 2.2.5. *Efectos de la regulación en el precio del petróleo*

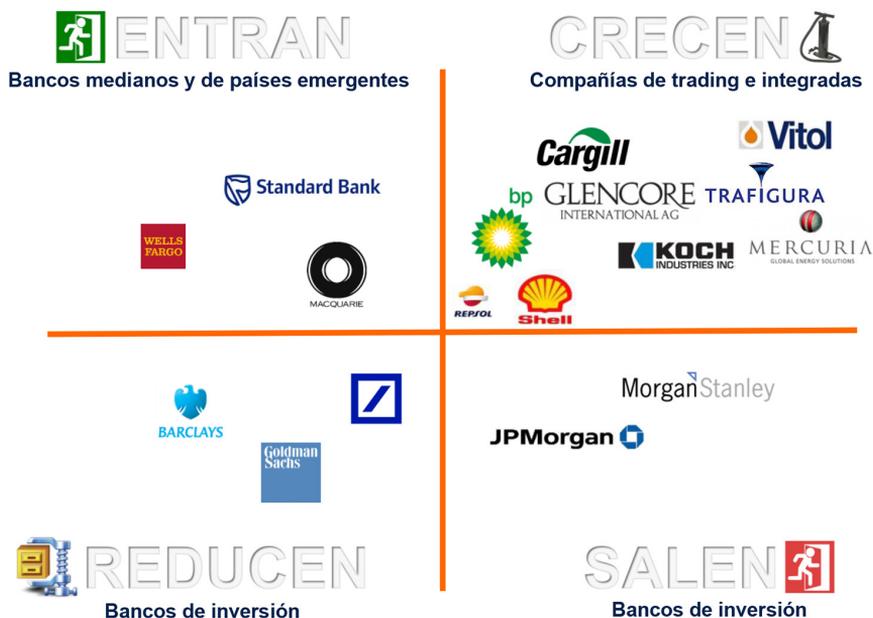
La crisis nos había dejado ver las fisuras de la anterior infraestructura regulatoria y era imprescindible aplicar medidas en busca de mayor transparencia y de estandarización de estos mercados para reducir los niveles de volatilidad en las cotizaciones de los precios del crudo que se observaron en los últimos años. El riesgo de implementación de la regulación radica en el hecho de que puede reducir profundidad al mercado y por tanto afectar su eficiencia en la formación de precios.

La puesta en práctica de los principios para la información de precios por parte de las PRAs, pasan por la estandarización y difusión de las metodologías de valoración, necesario para agregar transparencia al mercado.

En cuanto a la regulación de los mercados de derivados, el impacto es más ambiguo. El hecho de que los inversores financieros tengan que compensar sus operaciones y reservar capital les obliga a dirigir toda su operativa a productos estandarizados. En este mismo sentido, la negociación propia (*proprietary trading*) está limitada, ya que todos sus libros de derivados OTC tienen que ser compensados en cámaras.

A pesar de existir una diferencia importante en el grado de implementación de la regulación de los mercados de materias primas entre EE.UU. y Europa, lo cierto es que ya se observan cambios importantes en la estructura de los mercados (gráfico 3). En los últimos años las *trading houses*, empresas comercializadoras e intermediarias de compraventa de crudo y productos, han aumentado considerablemente su actividad en detrimento de la banca. Las razones que han impulsado a la banca a reducir su volumen de negociación están relacionadas con el aumento de los costes debido a la mayor regulación, así como al aumento de los riesgos asociados a estos negocios, especialmente cuando se negocia con materia prima física.

GRÁFICO 3.—Reconfiguración de participantes en el mercado de petróleo



Fuente: Dirección de Secretaría Técnica de Repsol.

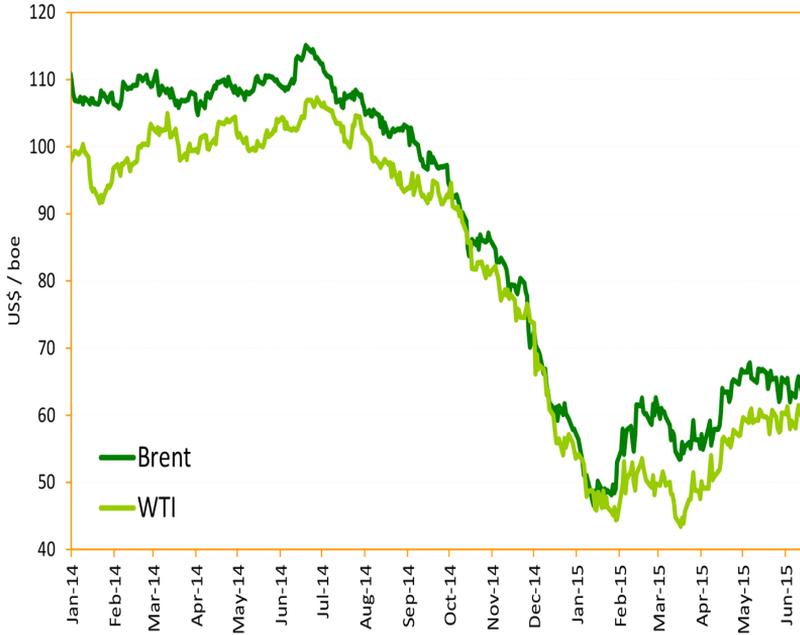
La nueva estructura de mercado de petróleo ha experimentado su primera prueba de resistencia con la reciente caída de los precios del crudo. Para algunos analistas, el hecho de que ciertos bancos importantes hayan reducido su participación ha amplificado la caída de los precios al no existir un suelo lo suficientemente sólido con un volumen de contratos elevado que de un mayor soporte. A continuación, se analiza la reciente caída del petróleo en este nuevo entorno, que pudiera estar influido también por los cambios regulatorios que se encuentran en marcha.

### 3. Evolución reciente de precios en el mercado de petróleo

#### 3.1. CAÍDA DEL PRECIO DEL BARRIL DE PETRÓLEO

En junio de 2014 el mercado del petróleo inició una senda bajista que lo llevó a perder alrededor de un 60% de su valor en siete meses. El crudo de calidad Brent pasó desde un máximo de 115 dólares por barril (\$/bl) el 19 de junio de 2014 a los 47 \$/bl el 13 de enero de 2015. Este mínimo marcó el suelo del precio y a partir de entonces ha seguido describiendo una tendencia alcista, no exenta de altibajos. A mediados de abril el precio se situaba en el entorno de los 63-64 \$/bl y desde entonces se mantiene relativamente estable en ese rango, lo que implica una recuperación de más de un 35% desde los mínimos de este 2015 (gráfico 4).

GRÁFICO 4.-Evolución reciente de los precios del petróleo



		Henry Hub	Brent	WTI
Max Brent	19/06/2014	26,96	115,06	107,26
Min Brent	13/01/2015	17,31	46,59	45,89
	var. %	-36%	-60%	-57%
Last	16/06/2015	17,02	63,70	59,97
	var. %	-37%	-45%	-44%

Fuente: Thomson Reuters y D. Estudios de Repsol.

La caída de los precios fue consecuencia directa de un mercado en desequilibrio en lo que se refiere al balance oferta-demanda y se produjo de manera inesperada.

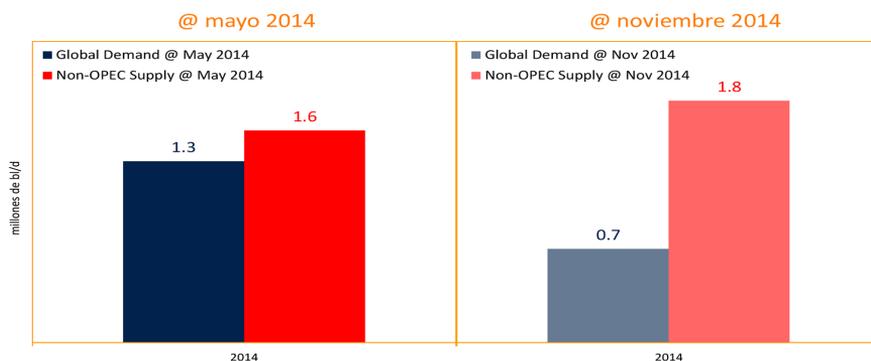
Por el lado de la demanda, las continuas revisiones de crecimiento económico mundial publicadas por el Fondo Monetario Internacional (FMI), llevó a las Agencias energéticas oficiales<sup>6</sup> a revisar a la baja las estimaciones de demanda global y regional para 2014, provocando que entre mayo y noviembre de dicho año las perspectivas de crecimiento del consumo de petróleo fueran recortadas

6. Las Agencias energéticas oficiales más seguidas en el sector son: la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la Administración de Información Energética de EE.UU. (EIA) y la OPEP.

en casi un 50%, pasando de un incremento esperado de 1,3 millones de barriles diarios (bl/d) a menos de 700 mil bl/d.

En lo que a la oferta se refiere, el año 2014 se caracterizó por uno de los mayores repuntes históricos de la oferta no-OPEP desde que existe esta clasificación de países pertenecientes o no al cartel. El conjunto de la no-OPEP registró un incremento superior a los 2 millones de bl/d, cifra similar a las registradas a finales de los años setenta del siglo pasado con la entrada en producción de Mar del Norte.

GRÁFICO 5.—*Cambios en el balance oferta-demanda*



Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE) y D. Estudios de Repsol.

El 80% del aumento de la oferta no-OPEP en 2014 se concentró en un único país, EE.UU., con la entrada de 1,6 millones de nuevos barriles diarios al sistema. El origen de este impulso se encuentra en la producción de crudo ligero no convencional de esquistos (*Shale Oil* y *tight oil*), que desde 2012 ha venido incrementándose a razón del millón de barriles diarios.

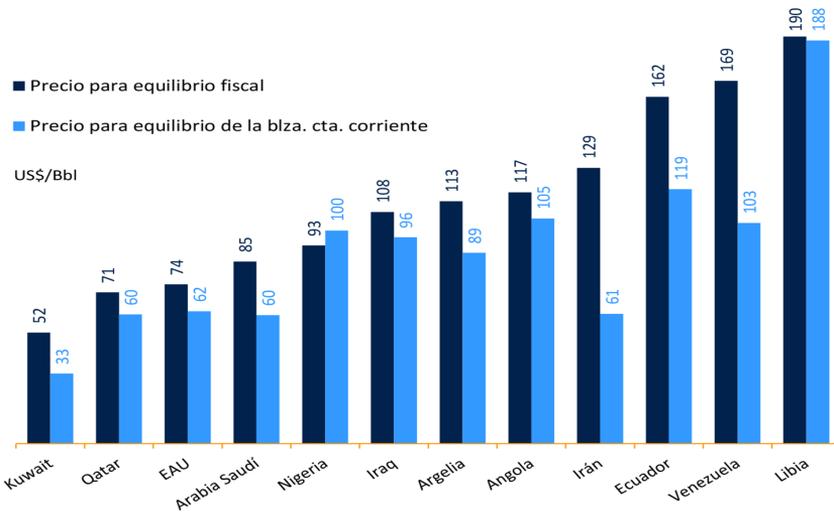
A la mayor oferta de no convencionales hay que añadir un entorno geopolítico que si bien presentó varios focos de incertidumbre en países productores claves (especialmente el conflicto entre Ucrania y Rusia y, sobre todo, la incursión del Estado Islámico en el norte de Iraq), al contrario de años anteriores, estos no tuvieron repercusión en términos de cierres de producción significativos y, por lo tanto, fueron relativamente desestimados por los mercados.

Hasta aquí todo parecía únicamente una disparidad temporal entre la oferta y la demanda algo más alta de lo normal, que la intervención tradicional de la OPEP podría corregir. Lo que los agentes del mercado no pronosticaron fue que la OPEP en su reunión del 27 de noviembre de 2014, en vez de defender el precio —reduciendo su producción—, optó por luchar por su cuota de mercado. Actuación que se tradujo en una caída de las cotizaciones similar a las de la crisis asiática de 1996 o la crisis financiera de 2008. La OPEP concluyó tras su reunión que el mercado debía ajustarse de forma natural, desincentivando toda aquella producción con altos costes que no fuese competitiva en el nuevo entorno de precios.

En particular, Arabia Saudí dio a entender al resto de países productores, tanto a los que pertenecen al cártel como a los que no, que no estaba dispuesta a asumir una vez más el coste en cuota de mercado de una reducción de su producción. En episodios anteriores similares de sobre-oferta, casi todo el peso del ajuste caía del lado de Arabia Saudí, que reducía su producción para sostener los precios mientras que el resto de productores seguían produciendo al mismo nivel. En definitiva, Arabia Saudí comenzó un periodo de defensa de su cuota de mercado basándose en sus bajos costes de producción, comparados con otros países.

Algunos de los socios de Arabia Saudí en la OPEP, especialmente las monarquías del Golfo Pérsico, no veían con malos ojos esta estrategia de reducción de precios, dado que el nuevo entorno de precios bajos durante un periodo prolongado de tiempo debería promover la salida del mercado de todo aquel petróleo con altos costes asociados, menos competitivos que el de los países del Golfo. Sin embargo, otros países del cártel se han mostrado en numerosas ocasiones partidarios de reducir la cuota, dada su estructura de costes y el impacto que tendría esta estrategia en sus cuentas nacionales.

GRÁFICO 6.—*Equilibrio fiscal de los países de la OPEP*



Fuente: FMI, IHS y D. Estudios de Repsol.

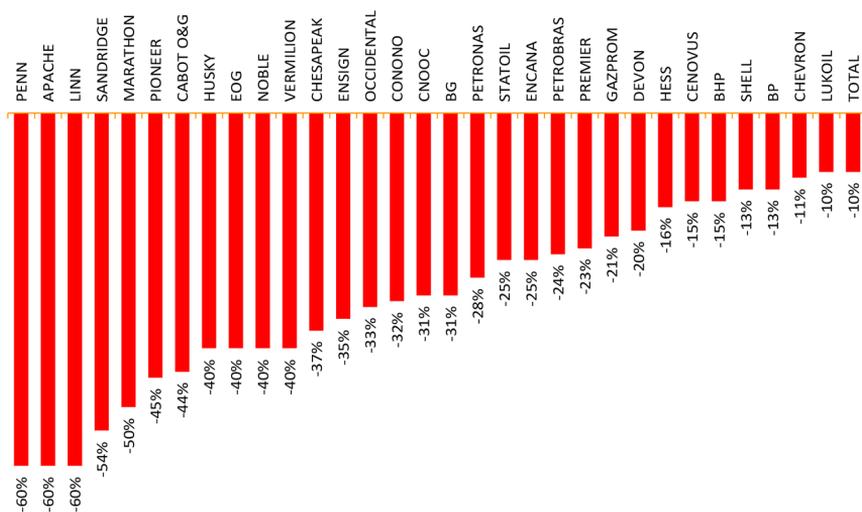
Esta decisión de la OPEP eliminó el mecanismo de ajuste que venía sosteniendo los precios por encima de los 100 dólares durante los últimos 4 años. Hasta justo antes de la decisión de la OPEP los precios habían caído un 35% en cinco meses y después de la decisión cayeron otro 40% en dos meses.

### 3.2. AJUSTE DE PRECIOS A CORTO PLAZO HACIA EL NUEVO EQUILIBRIO

Los ajustes en marcha harán retornar los precios en los próximos años a una situación sostenible. Los ajustes serán por la vía de la oferta y por la vía de la demanda. Adicionalmente, existen factores financieros como la actual apreciación del dólar y los cambios regulatorios que presionan a la baja la inversión en materias primas como activos financieros.

Por el lado de la oferta, la nueva situación en un mercado sobreabastecido solo se puede corregir por la vía de una caída de la producción. En este aspecto lo más relevante para los mercados es cuando y a qué velocidad responde la producción de crudo no convencional de EE.UU. a los nuevos precios. O lo que es lo mismo: saber a qué niveles es sostenible la producción norteamericana y a qué niveles la producción puede seguir aumentando para que la oferta no-OPEP siga creciendo. Dado que cada año la producción media de petróleo no convencional declina un 30%, para mantener la producción hay que invertir mucho más que en la producción convencional, cuyo declino medio actual es del 7%.

GRÁFICO 7.—*Cortes de CAPEX anunciados por compañías (2-mar-2015)*



Fuente: Hartree y D. Estudios de Repsol.

Y es que el mercado solo será sostenible a un precio que permita que las empresas privadas hagan rentable su inversión remunerando el capital y manteniendo un nivel de inversión suficiente para enfrentarse a la realidad del fuerte declino de la producción no convencional. Sin embargo, ya en el primer trimestre del año, el entorno de precios provocó que muchas compañías del sector anunciaran recortes en sus inversiones, lo que significará una reducción de la oferta a medio plazo.

En cuanto a la demanda, este nivel de precios representa un impulso al consumo a través de dos vías. En primer lugar, la vía más evidente es una reducción del precio de los productos finales, cuya magnitud dependerá de la trasmisión de precios internacionales a los mercados domésticos. Si bien es cierto que la apreciación del dólar y la eliminación de subsidios están teniendo un efecto amortiguador en algunos países consumidores, en el caso de EE.UU. se evidencia como el consumo de productos petrolíferos en agregado está creciendo en lo que va de año a tasas del 4-5%, las más elevadas de la última década. En general, se estima que la demanda responde a la bajada de precios en media de un 10% (cada caída de 10% en el precio implica un crecimiento adicional de la demanda de un 1%).

En segundo lugar, la caída de precios también representa un impulso para el crecimiento económico vía menores costes energéticos en toda la cadena productiva y mayor disponibilidad de renta para las familias. La transferencia de renta a los consumidores desde los productores es de unos 100.000 millones de dólares por cada 10 dólares de caída del precios. En el caso de la OPEP esto implica una transferencia de renta de 300.000 millones a los países consumidores por una reducción desde 100 dólares barril a 70 dólares barril. Estos 30 dólares se calcula que incrementan el crecimiento mundial en medio punto porcentual. Es decir que, con todo lo demás constante, si la economía mundial en 2015 crece en torno a 3,5-3,6% según las previsiones, le debe cuatro décimas a la reducción del precio del crudo.

Solo la respuesta de la producción de EE.UU. a la baja y la demanda al alza deberá permitir que en el tercer trimestre la demanda supere a la oferta, suponiendo que la OPEP no incrementa su producción. De hecho, la producción OPEP está situada un millón de barriles día por encima de su cuota global fijada.

En cuanto al coste marginal, los menores precios ponen en tela de juicio la sostenibilidad de la producción de no convencionales de EE.UU. y del *Offshore* con altos costes. Hasta el momento se han registrado ligeras caídas de producción en EE.UU. aunque es de esperar que en la segunda mitad del año las pérdidas de producción sean sustancialmente mayores. Ya a más largo plazo el ajuste en la producción dependerá del tiempo que se mantenga este entorno de precios bajos.

#### **4. Conclusiones**

Los mercados de materias primas han incrementado considerablemente su protagonismo, especialmente en el caso del petróleo. La historia nos demuestra que la formación de precios en un mercado en el que intervienen muchos agentes es el mejor termómetro del balance oferta-demanda y de las perspectivas a futuro. La evolución natural hacia un mercado a plazos sobre materias primas ha proporcionado una solución a la cobertura de precios pero también ha despertado el interés de inversores que buscan rentabilidad.

A pesar de esto, el repunte de los precios de las materias primas de 2008 encendió muchas alarmas. El G-20 asumió la decisión de revisar y controlar la

formación de precios y la negociación en los mercados no organizados de todos los activos incluyendo las *commodities*.

La regulación se ha enfocado en la actuación de las PRAs (*Price Reporting Agencies*). La recolección de información y las metodologías de valoración son un elemento esencial de dicha regulación. Otra parte importante de la regulación se centra sobre los mercados de derivados OTC. La regulación de esta operativa en EE.UU. y Europa es importante ya que representa el 80% de la negociación de estos activos en el mundo.

Mientras que en EE.UU. ya existe la obligación de compensar todas las operaciones en mercados organizados y se ha implementado el requerimiento de márgenes para desincentivar la operativa OTC, en Europa se espera que las nuevas operaciones OTC compensen de manera centralizada a partir de la segunda mitad del 2015, mientras que el requerimiento de margen no será posible hasta septiembre del 2016.

La reciente caída de los precios del petróleo ha puesto a prueba la resistencia de los mercados en este nuevo entorno regulatorio. Hemos visto que los precios han respondido claramente a la evolución de los fundamentos de oferta y demanda, lo cual apunta a que el objetivo de la regulación se está cumpliendo. Sin embargo, los elevados niveles de volatilidad vividos y la menor liquidez nos llevan a pensar que la limitación de la participación de los bancos ha restado profundidad al mercado, lo cual tampoco es deseable.

### **Orientación bibliográfica**

BCBS (2012), «Requerimientos de capital para las exposiciones bancarias frente a entidades de contrapartida centrales».

BNP (2013), «The shifting contours of OTC derivatives regulation-Latest developments on EMIR, Dodd-Frank and the international policy framework».

CFTC, «Proposed Rules Regarding Capital Requirements for Swap Dealers and Major Swap Participants».

CFTC, «Proposed Rules Regarding Margin for Uncleared Swaps».

DEUTSCHE BANK RESEARCH (2013), «Reforming OTC Derivatives markets».

DVIR, E.; ROGOFF, K. (2009), «The three epochs of oil», Boston College y Harvard Institute.

GORTON, G.; ROUWENHORST K. (2004), «Facts and Fantasies about Commodity Futures», Wharton School, University of Pennsylvania, National Bureau of Economic Research y Yale University.

FATTOUH, B. (2010), «An Anatomy of the Oil Pricing System», Oxford Energy Comment, Oxford Institute for Energy Studies.

FSB (2014), «Eighth Progress Report on Implementation: OTC Derivatives Market Reforms».

IOSCO (2012), «Principles for oil price reporting agencies».

IOSCO (2014), «Implementation of the principles for oil price reporting agencies».

IOSCO y BCBS (2013), «Requerimientos de márgenes para derivados compensados de forma no centralizada».

MERINO Y ORTEGA, «La regulación de los mercados de crudo», *Información Comercial Española* (en publicación).

SHEPPARD, D.; LEFF, J. y MASON J. (2012), «Wall St., FED face off over physical commodities».

## MERCADOS SECUNDARIOS DE GAS

MIGUEL ÁNGEL LASHERAS

*Director General, IBGH*

JORGE FERNÁNDEZ

*Director de Mercados y Front Office, IBGH*

### 1. Introducción

El mercado ibérico de gas natural se encuentra a las puertas de una transformación, institucional, comercial y cultural, que lo llevará en los próximos años a una convergencia en su diseño y funcionamiento con el resto de mercados europeos. El principal impulsor de esta reforma del mercado es la necesidad de aplicar las disposiciones de los Reglamentos europeos que se han desarrollado (y se están desarrollando) con el objetivo de implementar el *Gas Target Model*, el modelo de mercado gasista que facilitará la creación de un mercado interior de gas natural en línea con los objetivos del Tercer Paquete Energético de la Unión Europea.

La pieza angular del *Gas Target Model* es la definición de puntos virtuales de negociación (*hubs* virtuales) asociados a zonas de entrada-salida y que sirven como punto de entrega (punto en el que se produce la transferencia de titularidad) para todo tipo de contratos de gas natural, incluyendo contratos de productos normalizados (intercambiados en mercados organizados o *exchanges*) y contratos bilaterales (intercambiados en el mercado OTC).

En este texto analizamos la situación en la que se encuentra el mercado ibérico de gas natural en este momento, las implicaciones de la nueva regulación de los mercados gasistas en Europa (*Gas Target Model* y Código de Balance, principalmente) y España (reforma de la Ley de Hidrocarburos y Circular de Balance de la CNMC) y la experiencia europea en los *hubs* virtuales más maduros (evolución del mercado y desarrollo de servicios de *hub*). La parte final describe el trabajo realizado en Iberian Gas Hub en los últimos dos años y medio, orientado a prestar

servicios de valor añadido a los comercializadores y *traders* de gas natural en el nuevo entorno del mercado ibérico de gas.

## 2. El punto de partida

### 2.1. EL MERCADO OTC IBÉRICO DE GAS NATURAL

El mercado mayorista ibérico de gas natural (y gas natural licuado o GNL) se organiza en la actualidad en torno a transacciones bilaterales (también conocidas como *over the counter* u OTC) entre las empresas que actúan en el mercado. Tradicionalmente, los mercados OTC se han considerado como mercados diferentes a los mercados regulados u organizados por tener un nivel de supervisión inferior por parte de las autoridades regulatorias. La regulación reciente, tanto financiera (MiFID y EMIR) como sectorial (REMIT), están difuminando esta distinción tras la crisis de la economía internacional que se inició en 2007-08. Las obligaciones de *reporting*, el control o *monitoring* de comportamientos, las exigencias de códigos de conducta, la transparencia y la supervisión del comportamiento de los agentes y de las transacciones realizadas en el mercado OTC son cada vez más parecidas en las distintas formas jurídicas que adoptan, bajo la regulación vigente, las instituciones que administran y organizan los sistemas de negociación. Puesto que los *hubs* de gas son instituciones de reciente aparición en Europa, han ido desarrollándose en estos últimos años con un pie puesto en los mercados organizados (*exchanges*) y otro en las operaciones OTC.

Actualmente, en la Península Ibérica, en el mercado OTC de gas, se intercambian los siguientes productos:

- Compraventas de gas natural con entrega en el Almacenamiento Operativo Comercial (AOC) y en otros puntos físicos del sistema (por ejemplo, los puntos de conexión entre las plantas de regasificación y la red de transporte o entre la red de transporte y la red de distribución o los almacenamientos subterráneos). El horizonte de entrega para estos productos varía desde el mismo día de negociación hasta el año natural siguiente.
- Compraventas de GNL en tanques de plantas de regasificación o bien en la brida de entrada a las plantas de regasificación (bien transacciones *delivered ex ship* o DES o bien transacciones *free on board* o FOB), con horizontes de entrega que varían entre unos pocos días y unos pocos meses.
- Swaps logísticos de gas natural o GNL, incluyendo *calendar spreads* o swaps físicos de gas natural con entrega en el AOC (equivalentes a servicios de almacenamiento virtual en el AOC), y *location spreads* o swaps físicos de GNL o GNL-gas natural (equivalentes a servicios de transporte virtual entre infraestructuras del sistema).
- Swaps de gas natural a través de la interconexión con Francia que, en la práctica, son una forma de «alquilar» o ceder los derechos de uso de la interconexión internacional.

Los agentes que participan en el mercado se pueden agrupar en las siguientes categorías:

- Grandes empresas de energía ibéricas, generalmente con contratos de aprovisionamiento a largo plazo aguas arriba y con carteras de clientes aguas abajo.
- Pequeños comercializadores de gas natural y GNL de ámbito ibérico, generalmente sin contratos de aprovisionamiento a largo plazo con origen fuera del sistema ibérico.
- *Traders* europeos de gas natural, que utilizan la interconexión con Francia para realizar arbitrajes entre el mercado ibérico y los mercados continentales.
- *Traders* de GNL, que utilizan las infraestructuras de GNL en la Península Ibérica para optimizar sus posiciones globales de GNL.
- Otras empresas (p. ej., entidades financieras).

En este mercado OTC las contrapartes gestionan el riesgo de crédito y otros aspectos ligados a la ejecución de transacciones, como las notificaciones a los gestores de redes, incumplimientos y garantías, etc., de forma bilateral, según lo dispuesto en Acuerdos Marco, contratos EFET AOC o contratos *ad hoc* acordados entre las partes. Los nuevos entrantes en el mercado (*traders* europeos de gas natural y *traders* de GNL) están incrementando el número de Acuerdos Marco y contratos firmados con el objetivo de expandir su universo de contrapartes comerciales. Esta diversidad de Acuerdos Marco es, hoy en día, una de las principales barreras al crecimiento de la liquidez en el mercado OTC.

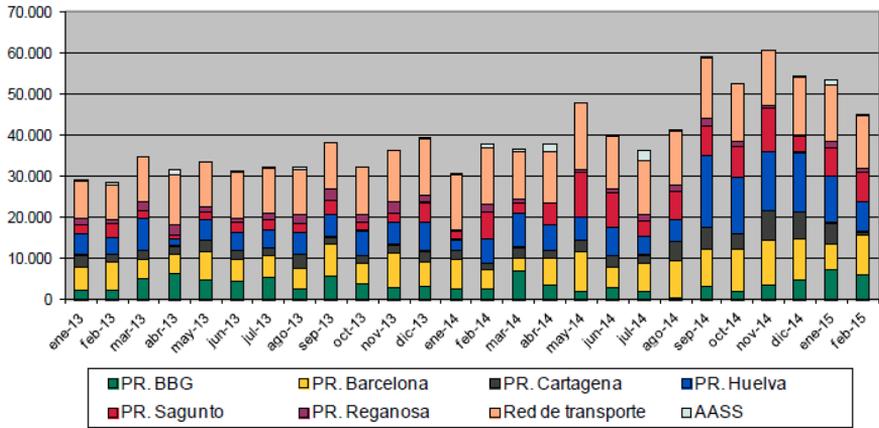
En la actualidad operan cuatro intermediarios prestando servicios de intermediación OTC en este mercado (principalmente a través del teléfono), entre los que se incluye Iberian Gas Hub. Los servicios que prestan los intermediarios permiten negociar productos de forma anónima hasta el momento en el que se cierran las transacciones, lo que generalmente ayuda a poner en valor las posiciones de mercado y la flexibilidad de que disponen las empresas y a fomentar la liquidez del mismo, al agilizar el acceso a las contrapartes en tiempo real.

No se conoce con exactitud el volumen del mercado de intercambios comerciales (*traded market*) de gas natural en la Península Ibérica. En 2014, por ejemplo, en el MS-ATR de Enagás se comunicaron intercambios por un volumen total de unos 533 TWh/año (ver gráfico 1). Sin embargo, este volumen no es representativo del gas que cambia de manos en el mercado de corto plazo –un año o menos– y dentro del sistema, ya que:

- contabiliza doblemente los swaps (que además no son compraventas en sí);
- incluye como transacciones de *trading* las notificaciones asociadas a entregas de contratos de suministro a LP (en general, de más de un año), e

- incluye como transacciones de *trading* swaps de GNL de corto plazo a precio cero orientados a optimizar costes logísticos bajo la NGTS 3.6.1. que no constituyen, en realidad, transacciones comerciales (en la actualidad).

GRÁFICO 1.—*Volumen de intercambios comunicados a través del MS-ATR*



Fuente: CNMC<sup>1</sup>

La experiencia europea ofrece una manera alternativa de estimar el volumen del mercado de gas natural en la Península Ibérica. En los primeros años de funcionamiento de los *hubs* europeos, la *churning rate* bruta (*i. e.*, la tasa de rotación de la energía en el mercado) se sitúa muy por debajo de 1 (es decir, el *traded market* o volumen realmente intercambiado en el mercado es inferior a la demanda física). Por ejemplo, en 2013, los *churning rates* en Francia, Austria e Italia se situaban aproximadamente en 0,92, 0,44 y 0,38<sup>2</sup>. Asumiendo un valor inferior del *churn rate* bruto en España y Portugal (por ejemplo, 0,25) el volumen del *traded gas market* en la Península Ibérica se habría situado en 2015 en unos 106 TWh/año. Esto es, si estuvieran ya funcionando las instituciones propias de un mercado incipiente, similares a las que existen en otros países de Europa, en 2015 el volumen de este mercado no hubiera sido superior a un quinto del volumen total de las comunicaciones enviadas al GTS como cambios en la titularidad del gas. Los cuatro quintos restantes serían cambios de titularidad insensibles al precio del gas en el corto plazo, bien porque no tienen precio (swaps logísticos de GNL), bien porque tienen un precio cerrado e independiente (contratos de largo plazo), bien porque el precio es un *spread* y no un nivel (swaps temporales). La realidad es que en 2015 el volumen total del mercado de transacciones sensibles al precio

1. Ver CNMC (2015), *Informe de Seguimiento del Mercado Mayorista y Aprovisionamiento de Gas. Periodo de febrero 2015*, 7 de mayo.  
 2. Ver HEATHER, P. (2014), *European Gas Hubs Development*, Documento de trabajo OIES.

del gas en contratos con vencimiento inferior a un año no debe estar muy lejos de los 50 TWh/año.

Por otro lado, la escasa liquidez del *traded market* en la Península Ibérica arroja muy poca información sobre la curva real de precios del gas natural. Algunos proveedores de información de mercado publican diariamente estimaciones del *spread bid-ask* OTC del contrato M+1 con entrega en el AOC. Sin embargo, estas estimaciones se basan, en gran medida, en valoraciones de unos pocos agentes, ya que no existe aún un volumen significativo de transacciones en el mercado.

También se publican índices diarios del precio del GNL en la Península Ibérica (generalmente, estimaciones en brida de entrada de las plantas de regasificación, DES o FOB, para las primeras dos quincenas del mes siguiente), aunque igualmente basados en valoraciones de ofertas de compra y venta, más que en transacciones reales. El resto de indicadores de precios disponibles –por ejemplo, los índices aduaneros del coste de las importaciones y exportaciones o las estimaciones del coste de la materia prima publicadas por la CNMC– no representan precios que permitan defender la existencia de una cierta elasticidad de oferta y demanda en el corto plazo.

## 2.2. LA GESTIÓN DE DESBALANCES EN EL AOC

La normativa vigente (en mayo de 2015) obliga a los usuarios de las infraestructuras gasistas a balancearse en distintos puntos e infraestructuras del sistema gasista español. Así, por ejemplo, se penalizan los desbalances en el Almacenamiento Operativo Comercial de la red de transporte, los desvíos negativos (defecto de existencias) en cada una de las plantas de regasificación y los desvíos positivos (exceso de existencias) en plantas de regasificación.

El vigente mecanismo de gestión de desbalances en el Almacenamiento Operativo Comercial (AOC) ofrece pocos incentivos a realizar un ajuste diario de las entradas y salidas de la red de transporte. Una vez esté plenamente implementado el Reglamento (UE) 312/2014 (Código de Red de Balance) de la Comisión, en octubre de 2016, los usuarios de red deberán pagar penalizaciones basadas en precios de mercado por los desbalances en que incurran al final de cada día de gas.

En la actualidad, sin embargo, las empresas comercializadoras de gas natural disponen de bastante flexibilidad para gestionar sus desbalances en el AOC, pudiendo acumular desvíos hasta un equivalente a 0,5 días de la capacidad de entrada contratada sin que estos sean penalizados. Las penalizaciones por desbalances (tanto positivos como negativos), incrementadas significativamente a partir del 1 de marzo, están ligadas a los precios del gas natural en el *hub* británico NBP y en el Henry Hub estadounidense o al coste de adquisición de gas por parte del GTS en subastas, en caso de que sea necesario por cuestiones operativas.

El margen de tolerancia con el que cuentan los usuarios de red en el muy corto plazo para resolver los desvíos en el AOC implica la ausencia de una oferta y una demanda de gas *spot* (de contado) basada en incentivos económicos a comprar

y vender gas. Las empresas comercializadoras han preferido, hasta la fecha, resolver los potenciales problemas de desbalance en el muy corto plazo mediante swaps físicos en el AOC sin precio que permitan ajustar sus posiciones logísticas o manteniendo puntualmente niveles de existencias negativos y no sujetos a penalizaciones.

En la práctica, los comercializadores realizan acciones de balance con carácter semanal, para cubrir desvíos respecto de la programación (vinculante) de sábado a viernes que deben comunicar al GTS cada jueves, y para el resto del mes y el mes siguiente, con el objeto de cubrir desvíos respecto de la programación (de descargas de buques y regasificación) para el siguiente mes y medio que deben comunicar al GTS el día 20 de cada mes. Esto implica que los productos más líquidos con entrega en el AOC son productos con entrega en el *balance del mes* y en el mes siguiente.

### 2.3. EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS Y SITUACIÓN ACTUAL DE LOS MERCADOS

En los últimos meses, desde el verano de 2014, aproximadamente, se ha producido un cambio drástico tanto en la tendencia como en la dinámica de los precios internacionales de GNL que ha dado lugar a una convergencia de los precios DES en Asia y de los precios del gas natural en los principales *hubs* europeos (especialmente, NBP y TTF) a lo largo de los primeros meses de 2015, desapareciendo el diferencial que incentivaba exportaciones de GNL al continente asiático desde plantas de regasificación europeas (en 2014, por ejemplo, se exportaron más de 60 TWh desde las plantas españolas, una gran parte a Asia).

GRÁFICO 2.—Evolución de los precios del GNL en el nordeste asiático y Península Ibérica y del gas natural en TTF



Fuente: Argus.

El cambio de tendencia se ha caracterizado por:

- Una caída inesperada y muy pronunciada de los precios del crudo que ha dado lugar, con el desfase temporal, a una caída análoga de los precios de GN y GNL en contratos indexados de aprovisionamiento a largo plazo.
- Una caída en la demanda asiática de GNL (en parte motivada por las suaves temperaturas y, en parte, por la actividad económica) y un sostenimiento, en niveles relativamente bajos, de la demanda de gas natural en Europa (por las mismas razones).

A estos factores se unen otras variables que tenderán a cambiar el comportamiento y la dinámica de los precios del gas natural en Europa a medio plazo, como la llegada en los próximos años de GNL a Europa procedente de EE.UU., la puesta en marcha de nuevos proyectos de licuefacción (p. ej., en Australia, etc.), el cambio estratégico en la política exportadora de gas en Rusia (en parte relacionada con la tensión con la Unión Europea por el conflicto en Ucrania) o la fuerte tendencia a modificar las cláusulas de precios en los contratos de suministro a largo plazo hacia fórmulas *gas-to-gas* (i. e., basadas en la evolución de los precios de los *hubs* europeos), reduciendo el peso en las fórmulas indexadas de los precios del petróleo y sus derivados.

Para lo que queda de 2015 y mientras no cambien las condiciones de demanda en Asia, el escenario de mercado en Europa se caracteriza por un nivel más que suficiente de oferta y por una optimización de los suministros *spot* de GNL y del *swing* (volumen flexible) de gas natural en las carteras de aprovisionamiento de las principales empresas gasistas operando en Europa. En el momento de escribir este texto no parece probable que en el corto plazo vuelvan a ensancharse los *spreads* entre los precios del GNL asiáticos y europeos hasta niveles que justifiquen el envío a gran escala de buques metaneros desde Europa hacia el mercado asiático.

En la Península Ibérica los precios mayoristas del gas natural se ven influenciados por tres factores inductores relevantes: los precios *spot* internacionales del GNL; el precio en los *hubs* gasistas europeos (especialmente en el mercado francés), y el precio de la parte flexible o *swing* de los contratos de aprovisionamiento de gas argelino. Si el mercado funciona adecuadamente, será el bloque, entre estos tres, que se sitúe en el margen para un nivel de demanda determinado el que condicione el nivel interno de precios.

Así, en general y en condiciones normales de mercado, el precio de los desbalances de corto plazo en el AOC tenderá a ser igual al precio marginal de entre estos tres precios en cada momento, según el nivel de gas demandado en el corto plazo, y teniendo en cuenta el impacto de las rigideces derivadas de una interconexión limitada con Francia y el efecto de las cláusulas *take-or-pay*, así como de las cantidades anuales máximas de los contratos de gas natural y GNL.

Actualmente, una gran parte de la dinámica general del mercado ibérico de gas, en términos de actividad y liquidez, puede explicarse por la volatilidad del *spread* de precios Francia-España (cuando es suficientemente alto, los *traders* eu-

ropeos encuentran incentivos económicos para exportar gas a España procedente de otros mercados europeos, desplazando bien GNL *spot*, bien gas flexible proveniente de Argelia). También influye en la dinámica de este mercado la evolución de los precios *netback* de GNL, que condicionan el nivel de existencias de GNL en las infraestructuras gasistas ibéricas en relación con la demanda interna. Por último, el arbitraje entre los precios de los *hubs* europeos, básicamente marcados por el balance entre la producción interna y el GNL *spot* disponible y la demanda, y los precios indexados al petróleo, básicamente el de los contratos de Gazprom, también incide en los precios del mercado ibérico (cuando el diferencial es suficientemente elevado, aparecen oportunidades de *trading* entre los nuevos entrantes europeos, con carteras de gas cuyos precios reflejan los precios de los *hubs* europeos, y los incumbentes ibéricos, cuyo coste de suministro, en gran medida, está fijado por fórmulas indexadas al petróleo y otros derivados).

### 3. La nueva regulación de los mercados de gas en Europa

#### 3.1. DISEÑO DE LOS MERCADOS DE GAS: EL GAS TARGET MODEL

La aprobación e implementación del Tercer Paquete de Energía<sup>3</sup> ha llevado a los reguladores energéticos europeos y a la Comisión Europea a desarrollar un modelo de mercado de gas (el *Gas Target Model*, aprobado por los reguladores europeos en 2011)<sup>4</sup> cuyo objetivo es crear *mercados mayoristas transparentes que funcionen correctamente* (como indica el Reglamento 715/2009) y que tiene como ejes angulares:

- La definición de puntos virtuales de negociación (*hubs* virtuales) asociados a zonas de entrada-salida y que sirven como punto de entrega (punto en el que se produce la transferencia de titularidad) para todo tipo de contratos de gas natural.
- La obligación de un balance diario (incluso horario) en las zonas entrada-salida (conjunto de infraestructuras de la red de gasoductos de transporte, generalmente) y de esquemas de peajes devengados en los puntos de entrada-salida y con independencia de los vínculos físicos entre unos y otros, que permiten inyectar gas y extraerlo de dicha zona entrada-salida sin que estas decisiones se vean afectadas por inviabilidades en la red de transporte.

3. El Tercer Paquete Energético es un conjunto de normas publicadas en el Diario Oficial de la UE el 14 de agosto de 2009 y que entraron en vigor el 3 de marzo de 2011. Este conjunto incluye los Reglamentos del Parlamento Europeo y del Consejo 713/2009, 714/2009 y 715/2009 y las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo. Los objetivos del Tercer Paquete son mejorar la competencia en los mercados energéticos, los derechos de los consumidores y la seguridad del suministro energético.

4. Ver CEER (2011), *CEER Vision for a European Gas Target Model. Conclusions Paper*, 1 de diciembre.

- El fomento de los intercambios de gas natural entre los distintos *hubs* gasistas mediante la armonización de las reglas de intercambios o asignación de capacidades entre sistemas y el desarrollo, donde sea necesario, de las infraestructuras físicas de interconexión.

GRÁFICO 3.—Elementos esenciales del Gas Target Model



Fuente: Iberian Gas Hub.

Al igual que en el caso de otros mercados vecinos, el *Gas Target Model* sirve como referencia para desarrollar legal e institucionalmente el mercado organizado de gas en la Península Ibérica.

El diseño de los mercados de gas europeos, y, en concreto, el *Gas Target Model*, tiene en cuenta algunas diferencias esenciales entre el gas natural y la electricidad. Por ejemplo: a) el gas puede almacenarse de forma económica, por lo que existe una fuerte vinculación (física) entre los precios a lo largo de toda la curva *forward* (el coste de oportunidad en un nodo temporal viene determinado por los precios esperados en el resto de los nodos); b) no existe *gate closure* como en los mercados eléctricos, por lo que existe la posibilidad de renombrar programas hasta el último momento, lo que incide en las reglas de liquidación física de contratos y en la necesidad de que se alinee, durante el día de gas, el *matching comercial* (compras vs. ventas) con el *matching físico* (entregas vs. recepciones o entradas vs. salidas); c) la operación de las redes de transporte cuenta con el *linepack* (gas almacenado en los gasoductos) como fuente de flexibilidad, lo que implica que el coste de oportunidad de un ajuste de última hora es muy bajo, en condiciones normales, y d) además, como se analiza más adelante, el TSO actúa en el mercado para garantizar el equilibrio de la red.

En estos momentos, el regulador europeo ACER está revisando el funcionamiento de los principales mercados gasistas europeos para identificar qué mejoras pueden implementarse para alcanzar un nivel de liquidez y competencia en estos mercados que sea compatible con un mercado interior que funcione correctamente y a la vista de los cambios en la dinámica de los mercados de gas que se está observando en los últimos años<sup>5</sup>.

5. Ver ACER (2015), *European Gas Target Model review and update*, enero.

En concreto, ACER está analizando en detalle los fundamentos básicos del *Gas Target Model*, prestando especial atención a cuestiones como la seguridad de suministro (con énfasis en una dinámica de precios de desbalances basada en los fundamentales de mercado de corto plazo y en el nivel de interconexiones físicas entre sistemas), el funcionamiento de los mercados a plazo, para identificar cuáles son los motivos por los que los niveles de liquidez son limitados en estos mercados, lo que dificulta la entrada al mercado por parte de nuevos comercializadores y, finalmente, el papel que juega el gas natural como complemento de la energía renovable y un número de cambios estructurales que poco a poco están modificando la cadena de gas (uso del gas natural en el transporte, aplicaciones del GNL a pequeña escala o tecnologías de almacenamiento de energía *power to gas*).

### 3.2. IMPLEMENTACIÓN DEL CÓDIGO DE RED DE BALANCE

El desarrollo normativo del *Gas Target Model* se basa, además de en la incorporación a la normativa de cada Estado miembro de los elementos identificados anteriormente (definición de un punto virtual de negociación, definición de una zona entrada-salida sin inviabilidades y normas que faciliten los intercambios entre *hubs*), en la aplicación de una serie de códigos de red para facilitar el desarrollo del mercado interior de gas<sup>6</sup>.

Uno de estos códigos de red, con especial incidencia en el diseño de los mercados de gas y en su funcionamiento, es el Código de Red de Balance (definido en el Reglamento (UE) 312/2014 de la Comisión).

Los principales elementos del Código de Red de Balance que afectan al diseño de los mercados de gas son tres:

- Los usuarios de red son responsables de los desbalances que se produzcan con carácter diario en la zona entrada-salida que se defina como zona de balance en la red de transporte.
- Las penalizaciones por desbalances se determinarán en función del precio de mercado del gas de ajuste en el muy corto plazo.
- Los gestores de la red de transporte deberán realizar *acciones de balance* en el mercado, priorizando la compraventa de productos normalizados de corto plazo con entrega en el *hub* (punto virtual de negociación), para garantizar el equilibrio de la red.

La implantación de estos elementos requiere el desarrollo de infraestructuras, protocolos y normas detalladas que permitan:

- que los usuarios de red puedan realizar un seguimiento en tiempo real de sus posiciones netas en el *hub*, con el objeto de tomar las decisiones comerciales necesarias para gestionar el riesgo de desbalances;

6. Pueden encontrarse los códigos de red en el apartado «Menu/Market» de la página web de ENTSOG ([www.entsog.eu](http://www.entsog.eu)).

- un intercambio de información en tiempo real eficiente, seguro y de acuerdo con protocolos normalizados entre los usuarios de red, los proveedores de servicios y el gestor de la red, y
- reglas de notificación de cesiones y adquisiciones de gas natural en el punto virtual de negociación que garanticen la firmeza de las transacciones con entrega en el *hub* y que favorezcan la provisión de servicios orientados a facilitar la gestión de los riesgos de desbalance en el muy corto plazo.

El Código de Red de Balance también detalla las condiciones que debe cumplir la plataforma de comercio en la que el gestor de red deberá solucionar los desbalances agregados del sistema mediante la compraventa de productos normalizados de corto plazo, las reglas bajo las cuales el gestor de la red actuará en los mercados y los principios que debe cumplir el mecanismo de fijación de los precios de los desbalances basado en las decisiones de compraventa de productos de balance por parte del gestor de la red.

### 3.3. CAMBIOS NORMATIVOS EN ESPAÑA Y PORTUGAL

En el momento de escribir este texto (mayo de 2015) está finalizando la tramitación de dos normas que contribuirán a la definición institucional del mercado español de gas natural.

Por un lado, se acaba de aprobar en las Cortes Generales un Proyecto de Ley de reforma de la Ley de Hidrocarburos (Ley 34/1998) que incluye en su articulado la definición de un Operador del Mercado Organizado de Corto Plazo o gestor de un mercado organizado (o *exchange* para productos normalizados con entrega en el corto plazo). La plataforma de comercio del Mercado Organizado de Corto Plazo será la plataforma donde el gestor de la red de transporte (el GTS) deberá realizar compraventas de productos normalizados (diarios e intradiarios).

Por otro lado, la CNMC está trabajando en una Circular que facilitará la implementación del Código de Red de Balance en España (en marzo de 2015 sacó a consulta pública un primer borrador)<sup>7</sup>. El Código de Red de Balance deberá estar plenamente implementado y en vigor el 1 de octubre de 2016, tanto en España como en Portugal.

El contenido de la Circular de Balance es especialmente relevante en relación con el diseño y desarrollo de un *hub* gasista similar a los que existen en nuestro entorno y alcanza, entre otros, los siguientes aspectos:

- Definición del punto virtual de negociación.
- Definición del concepto de notificaciones de cesión y adquisición de gas en el punto virtual de negociación.

7. Ver la «Consulta Pública-Propuesta de Circular Normas de Balance en la red de transporte del sistema gasista» en la página web de la CNMC ([www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)).

- Identificación de las características de la plataforma de comercio donde deberá actuar el gestor de la red de transporte para realizar acciones de balance.
- Definición de las acciones de balance, del ámbito de actuación del gestor de la red en el mercado, de los servicios de balance y de los servicios de flexibilidad.
- Identificación de la figura de prestador de servicios (p. ej., notificaciones al gestor de la red de transporte en nombre de terceros, etc.).
- Definición del mecanismo de liquidación de desbalances (secuencia de procesos, cómputo de desbalances, cálculo del precio de los desbalances, etc.).

El borrador de la Circular de Balance también incorpora algunas medidas que pueden facilitar la generación de un cierto nivel de liquidez durante el periodo transitorio entre su aprobación y el 1 de octubre de 2016, entre las que se incluye una reducción, desde el 1 de noviembre de 2015, tanto del almacenamiento al que tienen derecho los usuarios de la red de transporte en el AOC (a 0,25 días de la capacidad de entrada contratada), como del gas de maniobra de que dispondrá el GTS (fijándose el nuevo nivel en 150 GWh) para mantener el sistema en condiciones normales de operación. A partir del 1 de octubre de 2016 estos dos parámetros serán iguales a cero.

En relación con la integración de los mercados de gas español y portugués, los reguladores de ambos países (CNMC y ERSE) lanzaron, en el marco de los trabajos realizados en la *South Gas Regional Initiative* liderada por los reguladores francés, español y portugués, una consulta pública en el verano de 2014 con el objetivo de estudiar los posibles modelos de integración del mercado de gas español y portugués de gas y la creación de un *hub* de gas común para ambos países<sup>8</sup>.

## 4. La experiencia europea: los «hubs» virtuales

### 4.1. EVOLUCIÓN DE LOS PRINCIPALES MERCADOS GASISTAS EN EUROPA

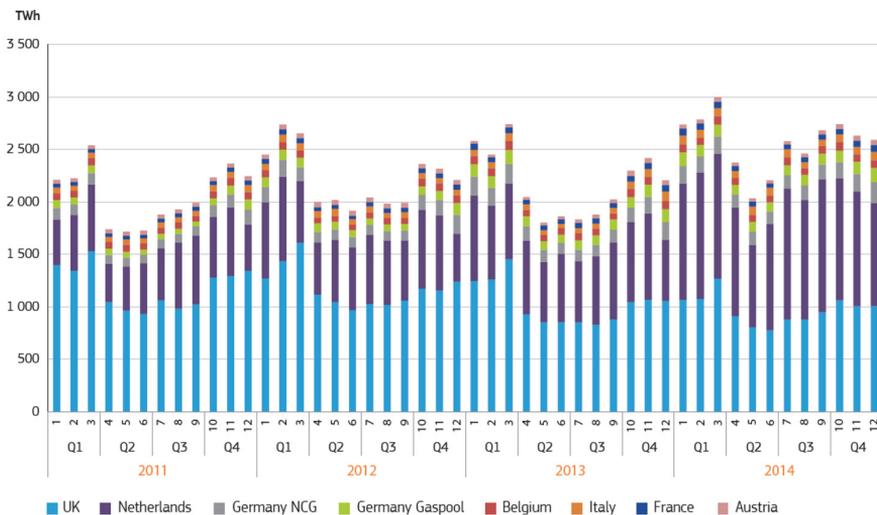
En la actualidad existen en Europa ocho *hubs* gasistas con puntos virtuales de comercio y con un cierto grado de desarrollo y madurez: NBP (Reino Unido); TTF (Holanda); NCG y Gaspool (Alemania); ZTP (Zeebrugge); PEG Nord-TRS (Francia); CEGH (Austria), y PSV (Italia). Otros mercados están desarrollando, poco a poco, *hubs* análogos (p. ej., República Checa, Polonia o Hungría).

El volumen total de energía adscrita a contratos de gas con entrega en los *hubs* se sitúa en torno a 30.000 TWh/año, con más de un 80% del volumen concentrado en los *hubs* británico (NBP) y holandés (TTF) y una tendencia de crecimiento gradual ascendente en el resto de los *hubs* europeos. Como muestra el gráfico

8. Ver la «Consulta Pública-Estudio sobre los modelos de integración del mercado mayorista de gas español y portugués en un Mercado Ibérico de gas natural» en la página web de la CNMC ([www.cnmc.es](http://www.cnmc.es)).

4, el volumen total intercambiado en TTF ha crecido significativamente en los últimos años hasta alcanzar en magnitud al *hub* británico, en parte al convertirse en una referencia de precios del gas natural en Europa continental por concentrar la actividad coberturista de las principales empresas gasistas europeas, y en parte por el impacto que la regulación financiera (MiFID II, MiFIR y EMIR) está teniendo sobre la actividad de *trading* de las entidades financieras en mercados como el británico.

GRÁFICO 4.–*Volúmenes intercambiados en los principales hubs gasistas europeos*

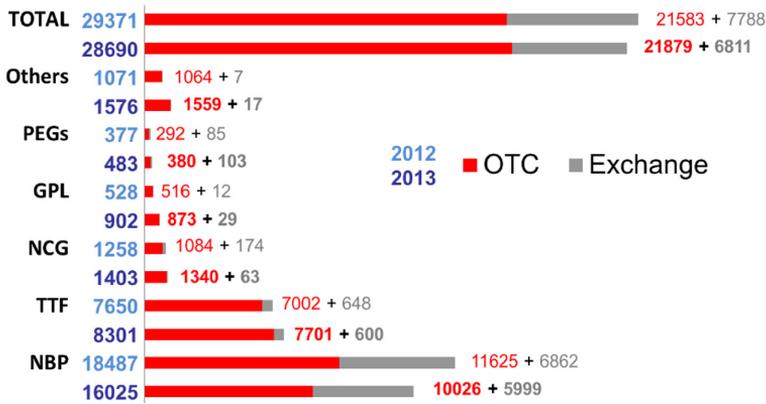


*Fuente:* COMISIÓN EUROPEA<sup>9</sup>.

La mayor parte del volumen en el mercado de gas europeo en conjunto se intercambia en el mercado bilateral u OTC, aunque en los *hubs* más desarrollados (NBP y TTF) el volumen intercambiado en los mercados organizados (*exchange spot* o de contado y mercado de futuros) puede alcanzar hasta el 35% del volumen total. De este volumen total intercambiado en mercados organizados, un porcentaje elevado corresponde a los mercados de futuros, quedando los mercados *spot* (donde se intercambian contratos intradiarios y con entrega en los dos días siguientes) como mercados en los que se forma el precio de referencia, aunque con volúmenes intercambiados mucho menores.

9. Ver COMISIÓN EUROPEA (2015), «Quarterly Report on European Gas Markets, Q4 2014», *Market Observatory for Energy, DG Energy*, vol. 7 (4).

GRÁFICO 5.—Volúmenes en mercados organizados y OTC en diversos hubs europeos, 2012-13 (TWh)



Fuente: HEATHER (2014)<sup>10</sup>

Por otra parte, existe una gran divergencia entre los índices de liquidez en los distintos *hubs* gasistas. HEATHER (2014), por ejemplo, reporta tasas de rotación bruta (*gross market churn* o volumen del mercado de intercambios comerciales o *traded market* dividido por la demanda física) en 2012-13 que varían entre 16-18 para NBP; en torno a 8 para TTF; a 2 para Bélgica y los *hubs* alemanes; aproximadamente 0,8 para Francia, y 0,4 para Austria e Italia.

Respecto de la dinámica de formación de los precios del gas natural en Europa, destaca especialmente la tendencia en los últimos años a la reducción del peso de los contratos indexados al petróleo y al incremento del volumen de energía cuyos precios se forman *gas-to-gas*, en función del comportamiento de la demanda y oferta de gas en cada mercado y, por tanto, ligados a la evolución de los precios de los *hubs* europeos. Diversos analistas<sup>11</sup> sugieren que el factor que determina el nivel de precios en el mercado continental europeo en el margen es la competencia entre los suministros *spot* flexibles de GNL, la parte de producción de los pozos de Noruega y Holanda que resulta variable y la flexibilidad que ofrece el *swing* de los contratos de suministro con Rusia, generalmente indexados al petróleo (aunque en los últimos años han ajustado los niveles de precios a la baja para alinearlos, en parte, a los niveles de los precios del gas en los *hubs* europeos).

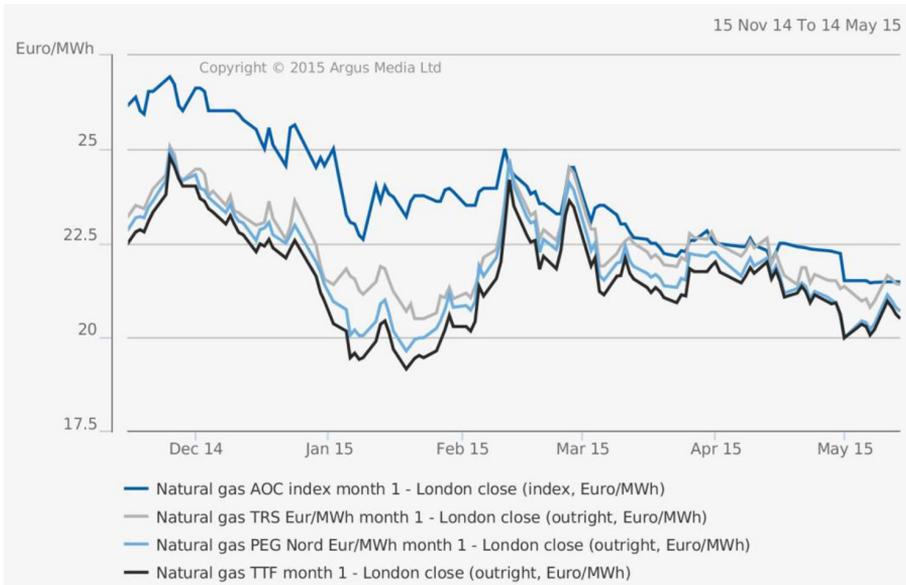
Deben tenerse también en cuenta determinados factores estratégicos, como los suministros de GNL desde Qatar para mantener una política de sostenimiento

10. Ver HEATHER, P. (2014), «The Evolution of European Gas Hubs», *Presentación al Centre for Energy and Environmental Economics and Policy*, Bocconi University, Milán, mayo.

11. Ver STERN, J. y ROGERS, H. V. (2014), «The Dynamics of Liberalised European Gas Markets: Key Determinants of Hub Prices, and Roles and Risks of Major Players», *OIES Paper NG 94*, diciembre.

de precios en Asia o la respuesta de Rusia a cada contexto de mercado, por ejemplo, anunciando en los últimos años precios indexados al crudo pero aplicando en la práctica descuentos a los clientes para llevar el precio efectivo del suministro a niveles cercanos a los precios de los *hubs* continentales. Con todo, la dinámica de precios viene marcada por cuál es el origen del suministro marginal en Europa. Cuando el suministro marginal proviene del *swing* de los contratos con Rusia, el precio de los *hubs* tenderá a acercarse al precio de estos contratos (entre 25 y 28 €/MWh cuando el precio del petróleo se sitúa en 100-110 \$/barril, según diversos analistas). Cuando el suministro marginal es GNL *spot*, el precio de los *hubs* europeos tenderá a fijarse en un nivel entre el *netback* del GNL y el precio de los contratos con Rusia.

Gráfico 6.—Evolución reciente de los precios del gas en algunos hubs europeos y el AOC



Fuente: Argus.

#### 4.2. LOS SERVICIOS DE «HUB»

En todos los mercados anteriormente mencionados, los usuarios de red y participantes en el mercado tienen a su disposición una serie de servicios (bien provistos por el operador del *hub*, bien por el gestor de la red o bien por empresas de servicios) que facilitan la gestión de sus posiciones comerciales y del riesgo asociado a los desbalances de corto plazo.

Este conjunto de servicios de *hub* tiene como principales objetivos: a) reducir los costes de transacción de las operaciones de *trading* (p. ej., mediante el uso de sistemas de negociación, bien por teléfono o bien a través de plataformas electrónicas, o mediante una gestión eficiente de conflictos comerciales asociados a la ejecución de los contratos y a la interpretación de cláusulas legales); b) reducir los costes de entrada al mercado (p. ej., mediante sistemas de registro de contratos, *matching* de adquisiciones, cesiones y contrapartes y notificaciones unilaterales a los gestores de red, servicios de *reporting* regulatorio, etc.), y c) minimizar los costes de las garantías que deben aportar para cubrir los riesgos asociados a desbalances (p. ej., facilitando la gestión de desbalances a nuevos entrantes mediante servicios de flexibilidad como los *back-up*, *back-down agreements* o facilitando el respaldo físico de las posiciones en el punto virtual de negociación de *traders* sin posiciones físicas).

La provisión de estos servicios se realiza bajo distintos modelos institucionales en los distintos mercados. Así, por ejemplo, en Alemania (NetConnect Germany y Gaspool), Bélgica (Huberator) y Austria (CEGH), es un operador de *hub* independiente del gestor de red y del operador del *exchange* de corto plazo el que ofrece estos servicios. En otros *hubs* se realiza una gestión descentralizada (del gestor de red) de los servicios en el punto virtual de negociación, como en NBP (Reino Unido), a través de la empresa Xoserve, o bien en TTF (Holanda), a través de los *Program Responsible Entities*. Finalmente, en Francia (PEGs) e Italia (PSV), es el gestor de la red el que presta directamente algunos de estos servicios.

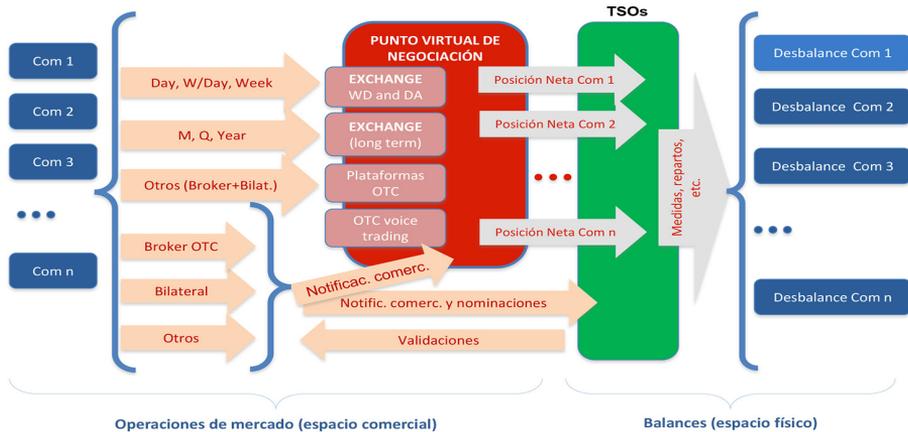
El gráfico 7 ilustra el papel que juega el *hub* o punto virtual de negociación en un mercado gasista. Los usuarios de red (comercializadores) realizan intercambios comerciales (por distintas razones, como aprovisionamiento, gestión de desbalances, coberturas o, simplemente, especulación) de una variedad muy amplia de contratos (compraventas de gas y GNL, swaps físicos, contratos de depósito y préstamo, opciones, etc.) y a través de distintos canales de negociación (negociación bilateral OTC, negociación OTC a través de un intermediario o bróker y a través de voz o pantalla o compraventa de productos normalizados en mercados organizados de corto plazo y mercados de futuros). El nexo de todos los contratos intercambiados es el punto de entrega: el punto de negociación virtual o *hub*.

En definitiva, los servicios de *hub* facilitan la traducción de todas las posiciones comerciales de los distintos agentes que operan en el mercado, con distintos instrumentos y a través de distintos canales de negociación, en posiciones netas diarias de adquisición y cesión de gas de cada agente en el punto virtual de negociación que son notificadas al gestor de red para que este pueda hacer efectivas las transmisiones de una cartera de balance a otra y calcular y controlar los desbalances de cada usuario para, finalmente, asignar los costes derivados de posibles acciones de balance adoptadas con el fin de garantizar la operación normal del sistema.

La externalización de estos servicios genera eficiencias derivadas de la especialización en la gestión de la información, la estandarización de los protocolos de información, la seguridad en las comunicaciones entre usuarios y el gestor de la red y la gestión de potenciales conflictos asociados a la ejecución de los con-

tratos (p. ej., por una diferente interpretación de cláusulas de flexibilidad en un contrato por las contrapartes del mismo) por parte de un tercero.

GRÁFICO 7.—*El hub como interfaz entre el mercado y la operación del sistema*



Fuente: Iberian Gas Hub.

#### 4.3. REQUISITOS PARA FACILITAR LA LIQUIDEZ EN EL PUNTO VIRTUAL DE NEGOCIACIÓN (HUB)

La experiencia en los distintos *hubs* gasistas europeos con mayor madurez permite identificar una serie de condiciones necesarias para la generación de liquidez y para un buen funcionamiento del mercado.

Entre ellas, cabe destacar los siguientes factores comunes a los principales *hubs* gasistas europeos:

- La *separación de la optimización física de la contractual* facilita una mejor integración entre el espacio comercial OTC y los mercados organizados, lo cual redundaría en una mayor liquidez en el mercado por mayor fungibilidad de los contratos al llegar el momento de la entrega. Para ello, es necesario disponer de un sistema entrada-salida bien definido (zona entrada-salida y tarifas entrada-salida), de un mercado secundario de productos de balance, soportado por incentivos claros a alcanzar el balance en el corto plazo y un amplio abanico de productos y servicios de flexibilidad.
- Contar con un *sistema de información de calidad en tiempo cuasi-real* facilita la liquidez en torno a los productos de balance de corto plazo, permitiendo identificar correctamente cuáles son los programas vinculantes en el muy corto plazo, mejorar las previsiones de desbalances, facilitar la optimización de las posiciones físicas y del balance a través de sucesivas

nominaciones y renominaciones, desarrollar servicios de *hub* como las notificaciones unilaterales en nombre de terceros (lo que mitiga determinados riesgos de contrapartida) o identificar correctamente los desbalances y los repartos para minimizar la incertidumbre y el riesgo de mercado.

- *Minimizar el coste de garantías por desbalances* y el coste de los riesgos por desbalances mediante sistemas adecuados y eficientes de registro, información y cobertura post-balance reduce también la incertidumbre asociada a las transacciones comerciales y, por tanto, refuerza la liquidez en el mercado.

En el caso del mercado español, consideramos esencial para la generación de liquidez hasta la plena implementación del Código de Red de Balance, que se garantice en la normativa que las notificaciones válidas de cesión y adquisición de gas al gestor de red (GTS) sirvan a todos los efectos como forma de ejecución de entregas de los distintos tipos de contrato, tanto para contratos OTC como para los que se puedan intercambiar en un mercado organizado, y que se dé cobertura regulatoria al envío de notificaciones unilaterales al GTS por parte de prestadores de servicios de *hub* u operadores de plataformas de comercio.

Estas medidas dotarían de más visibilidad al mercado OTC, permitirían la reducción de riesgos operativos, impulsarían la estandarización de contratos con entrega en el punto virtual de negociación y generarían incentivos al desarrollo de servicios de flexibilidad (p. ej., depósito y préstamo), generando más transparencia en las señales de precios de los servicios logísticos y, en definitiva, fomentando la competencia en el mercado (reducción de costes de garantías, menores costes de transacción y un acceso más fácil al mercado).

## 5. IBGH y los servicios de «*hub*» en la península ibérica

Iberian Gas Hub o IBGH (marca comercial bajo la que opera la Sociedad Bilbao Gas Hub, S.A.) es una sociedad creada en 2011 y que comenzó a funcionar como sociedad anónima en el verano de 2012 con el objetivo de promover la creación de un *hub* gasista en España y Portugal. Son accionistas de Iberian Gas Hub (en el momento de escribir estas líneas) dos entidades financieras (Kutxabank y Critería CaixaHolding), siete de los principales comercializadores que operan en el mercado, Enagás, Bolsas y Mercados Españoles, el Ente Vasco de la Energía y Avançsa.

Desde finales de 2012, Iberian Gas Hub trabaja en la implementación de un plan de negocio que se basa en el diseño y provisión de los siguientes servicios en el mercado ibérico de gas natural y GNL: intermediación telefónica OTC; servicios de plataforma de *trading* para productos OTC y productos compensados en una entidad central de contrapartida; servicios auxiliares de mercado o servicios de *hub* (registro y confirmación de contratos OTC, *matching*, cálculo de posiciones netas en el punto virtual de negociación, notificaciones unilaterales al gestor de red, servicios asociados a la gestión de contratos de flexibilidad en nombre de

las contrapartes, etc.), y otros servicios para *traders*, como los servicios de *reporting* regulatorio bajo REMIT.

En la actualidad, ofrecemos servicios de intermediación por voz en el mercado OTC para productos exclusivamente con entrega física y disponemos de una plataforma electrónica de negociación para el intercambio OTC de contratos de compraventa con entrega en el AOC, *swaps* logísticos (*spreads* temporales y geográficos) y contratos de compraventa de GNL con entrega en tanques de plantas de regasificación.

Para ello, hemos implementado sistemas de información y aplicaciones para dar apoyo a la negociación por teléfono y por plataforma, y un conjunto de contratos y reglas de funcionamiento, así como un código de conducta, que rigen la relación con nuestros clientes.

En estos momentos trabajamos con unas 35 empresas con licencia de comercialización de gas en España (desde grandes incumbentes hasta pequeños comercializadores de ámbito ibérico, *traders* europeos de gas natural y *traders* globales de GNL), y desde julio de 2013 hemos cerrado en nuestro sistema de negociación más de 150 transacciones de gas natural y GNL acumulando un total de unos 9 TWh intermediados.

En el último año y medio hemos asistido a una gradual sofisticación de los productos intercambiados en nuestro sistema de negociación, en los que se incluyen desde productos OTC relativamente estandarizados con entrega en el AOC (con horizontes de entrega desde el mismo día o el día siguiente hasta el año natural siguiente), hasta productos estructurados en el AOC, GNL (en tanque) y con todo tipo de *swaps* con *fee* (de corto y largo plazo, gas natural-gas natural, GNL-gas natural y GNL-GNL).

Una de las labores de promoción del mercado que estamos llevando a cabo desde que iniciamos nuestras operaciones es apoyar el incremento de relaciones comerciales entre los agentes que operan en el mercado, facilitando, cuando nos ha sido posible, la admisión de contrapartes entre operadores incumbentes y nuevos entrantes y favoreciendo la adopción del Acuerdo Marco estándar de EFET-Apéndice AOC.

Los agentes que operan en el mercado ibérico van acostumbrándose poco a poco a realizar operaciones OTC a través de intermediarios, lo que facilita el desarrollo de la liquidez. Las ofertas de compraventa se envían a través de distintos canales, como el teléfono, el correo electrónico o aplicaciones como Yahoo Messenger, y pueden ser indicativas (requieren confirmación posterior de firmeza por parte de IBGH) o bien firmes. El anonimato de las partes se mantiene hasta que las dos partes de la operación confirman que sus posiciones son firmes e IBGH casa las ofertas de compra y venta, dando lugar a una transacción vinculante para las partes. Las transacciones se pueden cerrar sujetas a condiciones acordadas entre las partes, como la confirmación de los departamentos de riesgo de crédito, la firma de un contrato *ad hoc* entre ellas, condiciones concretas de crédito o cualquier otra condición que acuerden las partes. Posteriormente, se implementan los procesos de confirmación y comunicación de los detalles de la operación, entre el

intermediario y las contrapartes, primero, y entre las partes de la operación, más tarde. Todos los procesos de notificación al GTS, garantías, facturación de los importes de la operación, etc., se rigen por el Acuerdo Marco o contrato bilateral que hayan firmado previamente las partes de la operación.

Al margen del sistema de intermediación por voz, IBGH pone a disposición de sus clientes una plataforma electrónica de *trading* (desarrollada por la empresa Trayport, Ltd.) que permite intercambiar un amplio abanico de productos de GN y GNL en el ámbito OTC. La plataforma de *trading* Trayport está estructurada como una hoja Excel. Cada pestaña de la aplicación da acceso a una ventana con distintos bloques de productos: a) curvas *forward* con entrega en el AOC y la red de transporte de Portugal y *swaps* entre la zona de balance francesa TRS y el AOC y entre el AOC y la red portuguesa; b) *swaps* AOC-AOC; c) *swaps* tanque-AOC y tanque-tanque, y d) compraventas de GNL en tanque. En el futuro, cuando exista una señal diaria líquida y creíble del valor del gas, ampliaremos la gama de productos en nuestra plataforma de *trading* para incluir productos compensados en una entidad central de contrapartida.

En la actualidad, IBGH está adaptando los sistemas de información y desarrollando procesos y protocolos para ofrecer servicios de *reporting* regulatorio bajo REMIT y cumplir con las obligaciones que impone esta norma a los mercados organizados (IBGH está registrada en la lista de *organized market places* de ACER desde finales de 2014).

Finalmente, IBGH está desarrollando servicios y herramientas, aún en una fase inicial, que le permitirán ofrecer a los equipos de operación y logística de los comercializadores servicios orientados a facilitar la gestión del balance diario en el mercado (*i. e.*, los servicios de *hub* que se ofrecen en otros mercados de Europa y mencionados en la sección anterior: registro y confirmación electrónica de transacciones OTC y transacciones realizadas en otras plataformas de comercio, *matching* o confirmación de contrapartes y cantidades en contratos con o sin cláusulas de flexibilidad, cálculo de saldos netos de cesión y adquisición diarios resultantes de transacciones OTC y transacciones en plataformas de comercio, gestión de renominaciones comerciales en nombre de terceros, notificaciones unilaterales al GTS de saldos netos diarios de cesión/adquisición de gas, etc.).

## 6. Conclusión

El análisis de la experiencia de los *hubs* de gas natural en Europa continental en los últimos años ofrece algunas respuestas a la pregunta de cómo generar liquidez y profundidad en un mercado gasista. Esta cuestión es muy relevante en el mercado de gas natural y GNL de la Península Ibérica, que se encuentra, como se ha comentado en este texto, a las puertas de una profunda transformación.

Una correcta definición del punto virtual de negociación (o *hub* virtual) y del esquema de entrada-salida al que se asocia dicho punto tiene un impacto que favorecerá la generación de liquidez al facilitar el acceso al mercado (por ejemplo, de contrapartes que no necesariamente tienen posiciones físicas en el mercado)

y contribuir a la fungibilidad de los contratos OTC y los contratos de productos normalizados intercambiados en los mercados organizados. Además, fomentará el desarrollo de servicios de mercado ligados a la gestión de información en tiempo real y las comunicaciones entre los participantes en el mercado y los gestores de las redes, lo que facilita, por un lado, la gestión del riesgo de mercado asociado a los desbalances de corto plazo y, por otro, la optimización y la gestión eficiente de los flujos de información y comunicaciones entre agentes del mercado.

En el caso del mercado ibérico, resulta de especial relevancia la adopción del *Gas Target Model*, pues además de impulsar la creación de señales de precios de corto plazo robustas y creíbles para productos normalizados de gas natural intradiarios y diarios, permitirá desarrollar una curva de precios más profunda basada en *spreads* y precios de servicios de flexibilidad requeridos dada la singular configuración de las infraestructuras y del sistema gasista (con un peso muy elevado del GNL en el suministro del sistema, en comparación con otros mercados europeos).

Iberian Gas Hub se está preparando para ofrecer servicios de valor añadido a los comercializadores y *traders* de gas natural en el nuevo entorno del mercado ibérico de gas, con un énfasis especial en la innovación en las prácticas comerciales y en el despliegue de nuevos esquemas contractuales y de gestión de información que permita desarrollar un mercado de servicios de flexibilidad y, de esta manera, contribuir a reforzar las señales de precios en el sistema gasista ibérico, a fomentar la competencia en el mercado y a garantizar un buen funcionamiento del mismo.



## MERCADOS ORGANIZADOS DE CORTO PLAZO DE ELECTRICIDAD Y GAS

PEDRO BASAGOITI

*Director de Sistemas de OMIE*

### **1. Introducción**

En este texto se presentan los retos principales existentes en la actualidad para los mercados organizados de corto plazo de electricidad y de gas. Aunque muchas de las indicaciones y consideraciones realizadas son extrapolables a toda Europa, e incluso a otras regiones, el texto se centra principalmente en los mercados de la Península Ibérica y su integración con el resto de mercados europeos.

### **2. Los mercados europeos de la electricidad y el gas**

En 1996, la entonces Comunidad Europea aprueba la primera directiva (96/92/CE) sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Esta directiva estableció el objetivo de alcanzar un mercado eléctrico único como una de las prioridades de la Comunidad y supuso un primer paso para introducir competencia en la industria eléctrica, conseguir precios competitivos de la electricidad, reforzar la seguridad de abastecimiento y respetar el medio ambiente. Dos años después, la Directiva 98/30/CE sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural realiza un desarrollo semejante para el mercado interior del gas.

Ambas normas son sustituidas en 2003 por un segundo paquete legislativo que permitió la entrada de nuevos proveedores de gas y electricidad a los mercados de los Estados miembros y abrió la posibilidad de que los consumidores (los industriales desde el 1 de julio de 2004 y los domésticos desde el 1 de julio de 2007) pudieran elegir libremente a su proveedor de gas y electricidad.

Finalmente, en abril de 2009 se aprobó un tercer paquete legislativo, con el que se perseguía introducir un mayor grado de liberalización en el mercado interior de la electricidad y el gas, y que introducía modificaciones en el segundo paquete, entre ellas, la creación de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER). En este momento, nos encontramos en el proceso de aplicación de dicho tercer paquete.

Tanto a nivel de las Directivas como de las subsiguientes normas y reglamentos, desde 1996 hasta la fecha actual, el proceso de desarrollo de la regulación ha ido dirigido a la creación del mercado interior de la electricidad y del gas, habiéndose producido avances importantes que nos permiten estar hoy en día más cerca de la concreción de dicho objetivo.

### **3. El mercado ibérico de la electricidad (MIBEL) y el de gas (MIBGAS)**

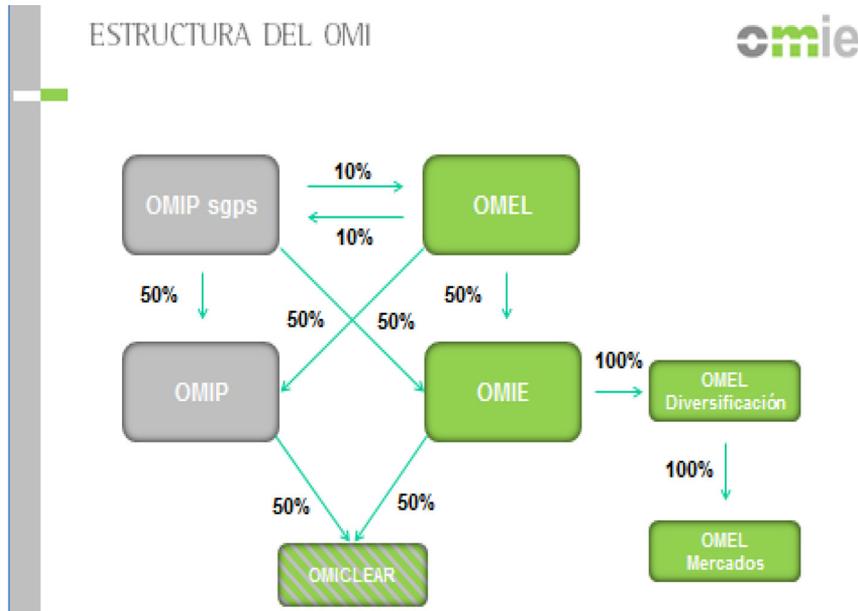
Con el objetivo de ir más allá en la integración de los mercados, respecto de los requerimientos de mínimos que marcaba la Directiva Europea de 1996, la República Portuguesa y el Reino de España comenzaron a trabajar en la firma de un protocolo de colaboración entre ambos países para establecer las bases de la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL).

Tras una larga fase de negociaciones, el 1 de octubre de 2004 se firmaba el Convenio Internacional de Santiago en el que se acuerdan las condiciones del futuro Mercado Ibérico de Electricidad (MIBEL). La firma de este Convenio permitió posicionar el Mercado Ibérico de Electricidad como uno de los proyectos regionales de integración más relevantes de la Unión Europea.

Sin embargo, no fue hasta julio de 2006 cuando MIBEL arrancó con el mercado de largo plazo y, un año después, cuando arrancara el mercado *spot* para el conjunto de España y Portugal.

La estructura actual del Operador del Mercado Ibérico (OMI) quedaría definida, tal y como se presenta en el gráfico 1, en la nueva redacción que ambos gobiernos acordaron en el año 2008 en Braga.

GRÁFICO 1.—Estructura societaria del OMI



En el año 2011 se finalizaban los trabajos para implantar la estructura empresarial definida por el Convenio de Santiago.

La estructura empresarial del OMI estaba así constituida por la sociedad española OMEL y por la sociedad portuguesa OMIP SGPS, S.A. Dichas sociedades matrices tienen participaciones cruzadas del 10% y son tenedoras al 50% de acciones de las compañías gestoras del mercado *spot* de electricidad OMI-Polo Español S.A. (OMIE) y del mercado a plazo OMI-Polo Portugués SGMR, S.A. (OMIP).

Con relación al gas, ya en el año 2007, los gobiernos de España y Portugal, cuando establecen el *Plan para compatibilizar la regulación del sector energético entre España y Portugal*, acuerdan la creación de grupos de trabajo para preparar la creación y desarrollo del Mercado Ibérico de Gas Natural (MIBGAS). Se introduce la conveniencia de que este mercado, a semejanza del MIBEL, permita la integración de los mercados español y portugués. Igualmente, ese mismo año, la Comisión Nacional de Energía (CNE) realiza una *Propuesta de modelo de organización y principios de funcionamiento de MIBGAS*, que propone una estructura organizativa y funcional para el desarrollo de MIBGAS y su incorporación en el proceso de integración europea.

Aunque los trabajos de OMEL y OMIP SGPS para el desarrollo del Mercado Ibérico de Gas ya habían comenzado el año 2006, ambas acciones proporcionan nuevos impulsos, que ocasionan una mayor intensidad en los trabajos realizados

por ambas empresas en el diseño de un mercado organizado de gas que, en línea con las principales directrices europeas, permita la negociación libre de todos los agentes ibéricos. Parte fundamental de estos trabajos es la creación en 2012 de la empresa MIBGAS, propiedad al 50% de ambas empresas, donde concentrar a partir de dicho instante las acciones a realizar.

#### 4. Los mercados organizados de corto plazo

Dentro de todos los mercados de electricidad y de gas se pueden diferenciar varios tipos de contratación, clasificándose principalmente entre las contrataciones en mercados *a la vista* u OTCs y los mercados organizados. Ambos tipos de contratación son necesarios y coexisten, proporcionando diferentes posibilidades a los agentes en función de los productos a contratar y sus necesidades particulares en cada momento.

Siendo ambas formas de contratación necesarias, la aparición de los mercados organizados supone un grado mayor de desarrollo para los mercados, introduciendo importantes ventajas para los agentes participantes en los mismos.

Estas ventajas pueden resumirse en el siguiente gráfico.

GRÁFICO 2.–Ventajas de los mercados organizados

VENTAJAS DE UN MERCADO ORGANIZADO	
<b>Mercado Organizado y Regulado:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Normas comunes y conocidas</li> <li>&gt; Igualdad de trato para todos los agentes</li> </ul>
<b>Existencia de Precios Públicos de Referencia:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Conocidos y Accesibles</li> <li>&gt; Para todos los Horizontes de Contratación</li> </ul>
<b>Plataforma central de negociación:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Incremento de la Liquidez</li> <li>&gt; Incremento de la Competencia</li> </ul>
<b>Facilidad para la participación de los agentes:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>&gt; Procedimientos de negociación sencillos y estandarizados</li> <li>&gt; Procesos de liquidaciones, garantías y pagos seguros y sencillos</li> </ul>

Por otra parte, dentro de los mercados organizados, se suele establecer una diferencia importante en función del periodo para el que se negocia el producto entre los denominados mercados de corto y los de largo plazo. Esta diferenciación depende en cada caso del producto negociado y de los condicionantes de entrega asociados al mismo. Por citar dos ejemplos, en el mercado de electricidad,

el corto plazo se suele asociar al producto diario o, como máximo, al producto semanal. Por el contrario, para otros productos como el GNL, la consideración de corto plazo abarca hasta la contratación cuatro años antes del suministro.

Para los mercados de electricidad y del gas natural, siendo el periodo de referencia distinto, sí existen una serie de condiciones comunes, características de los mercados de corto plazo, que merece la pena destacar:

- Negociación de productos normalizados con entrega física obligatoria, sirviendo como función principal para permitir la negociación y asegurar el suministro para los agentes del sector y no permitiendo la negociación puramente financiera de los productos negociados. De esta forma los operadores del sector en cuestión utilizan estos mercados principalmente para asegurar y ajustar su suministro, conforme a las condiciones existentes una vez que el momento de producción o consumo está próximo en el tiempo.
- Están regulados bajo la regulación sectorial y son supervisados por el regulador de la energía y la Agencia de Reguladores Europeos, ACER, no estando definidos en la regulación financiera ni dependiendo del regulador financiero en sus actividades.
- Son mercados con compromiso de entrega firme, lo cual se traduce en una comunicación (notificación) de las transacciones realizadas al operador del sistema, quien las tiene en cuenta en el cálculo de los desvíos (desbalances) asociados a los operadores que participan en ellos.
- Las liquidaciones de las diferentes transacciones se realizan siempre en entrega por el valor total del producto y nunca durante la fase de negociación del producto de forma financiera, por diferencias respecto a un valor establecido o índice.
- Los precios de los productos negociados en el corto plazo suelen servir de referencia para el precio de entrega del producto en cuestión, sirviendo de base a las liquidaciones y a los precios para los diferentes productos de más largo plazo y carácter financiero.

Con estos condicionantes, el adecuado funcionamiento de los mercados organizados de corto plazo es fundamental para el desarrollo del mercado y de sus diferentes formas de negociación, asegurando a todos los operadores del sector el suministro del producto en caso de necesidad, a precios competitivos y públicos, y estableciendo los precios de referencia sobre los que se desarrollan el resto de productos físicos y financieros. La inexistencia o funcionamiento inadecuado de estos mercados, supone un peor funcionamiento del mercado en general y un freno a la liberalización del sector.

## **5. Los mercados de electricidad y de gas**

### **5.1. SIMILITUDES**

Como se ha indicado con anterioridad, los mercados de electricidad y de gas tienen un desarrollo regulatorio paralelo en Europa, respondiendo al empuje proporcionado por la Comisión Europea para la creación del mercado interior de la energía.

Por tanto, desde su inicio, ambos mercados presentan una similitud relevante en su regulación y objetivos. Sin embargo, no es esta faceta lo único que comparten, existiendo muchas otras similitudes relevantes entre los mercados de electricidad y los de gas. Estas similitudes son especialmente importantes en lo que se refiere a los mercados de corto plazo de ambos productos. Entre ellas, hay algunas que, especialmente, merece la pena destacar.

En primer lugar, ambos mercados comparten las características asociadas a los mercados de corto plazo, según han sido descritos en el capítulo anterior. Las transacciones son, por tanto, firmes, con compromiso de entrega, que se lleva a cabo, en ambos casos, a través de la comunicación de las mismas a los respectivos operadores del sistema. Las liquidaciones son igualmente realizadas en la entrega del producto, que se asimila a la comunicación al operador del sistema de las transacciones. Los periodos de facturación, cobros y pagos responden, por tanto, a las necesidades de los operadores del sector, estableciendo en general un ciclo de cobros y pagos semanal, quincenal o mensual, a diferencia de los mercados financieros en los que se suelen establecer ciclos de pagos diarios.

En ambos casos, dentro del modelo de mercado de electricidad y de gas promovido por la Comisión Europea, ambos productos, la electricidad y el gas, se negocian en un punto virtual, permitiendo que todas las inyecciones y salidas del producto de la red de suministro tengan un precio común, independientemente del punto físico donde se haya inyectado o extraído el producto. Este modelo de negociación, basado en la creación de nodos virtuales, conectados por diferentes interconectores, estableciendo zonas de precios diferenciadas, ha permitido el desarrollo de los mercados de electricidad y gas en Europa, dotándoles de una gran simplicidad y liquidez.

Ambos mercados de corto plazo se definen como mercados sin riesgos financieros, exigiendo la presentación de garantías totales a los compradores en función del precio del producto adquirido y permitiendo a los vendedores utilizar los derechos de cobro de las ventas firmes realizadas para las adquisiciones en el mercado. De esta manera se simplifica la gestión de garantías y se disminuyen hasta prácticamente eliminar los eventuales riesgos asociados a la contratación, diferenciándose claramente en este aspecto de los mercados financieros.

En cuanto al alcance geográfico, los gobiernos de España y Portugal han optado en ambos casos por fomentar el ámbito ibérico del mercado, integrando los operadores de ambos países en un proceso de contratación común. De esta forma, se consigue ampliar el volumen del mercado, incrementando la liquidez y

competencia en el mismo. En el caso de la electricidad, esta integración dio lugar en el 2007 a la creación del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), con el desarrollo de un mercado a corto y otro a largo plazo que han mantenido un funcionamiento excepcional durante estos últimos años. En el caso del gas, ambos gobiernos han manifestado su intención de que el próximo mercado organizado de gas (MIBGAS) también tenga un ámbito ibérico.

Finalmente, como última similitud relevante, ambos mercados, integrados en el proceso de liberalización promovido por la Comisión Europea, tienen una perspectiva plenamente europea, debiendo adaptarse las diferentes directrices provenientes de la Comisión y de ACER y, en particular, las *Framework Guidelines* publicadas por ACER y los códigos de red, redactados por ENTOG.

## 5.2. DIFERENCIAS

Además de las numerosas similitudes existentes entre los mercados de electricidad y gas descritas en el apartado anterior, existen también una serie de diferencias fundamentales que han ocasionado que los diseños y el funcionamiento de ambos mercados diverjan en algunos aspectos.

Desde el punto de vista del producto, una diferencia fundamental es el carácter almacenable del gas en contraposición de la electricidad, que no puede ser almacenada de una manera sencilla. En consecuencia, a diferencia con el gas, donde no es necesario que exista una igualdad entre el consumo y la producción, ni siquiera a nivel diario, al funcionar la red de gasoductos como almacén temporal de gas, en la electricidad el consumo y la producción deben ser iguales en cada instante. Debido a ello los periodos de negociación en ambos mercados son diferentes. En el gas se negocia con entrega en el día (periodo diario), mientras que en la electricidad se negocia con entrega en la hora (periodo horario) e, incluso en algunos mercados europeos, con entrega en periodos semihorarios o cuatrorarios.

Desde el punto de vista de la producción, aunque una parte significativa de los combustibles necesarios para la producción de la electricidad son de origen foráneo, las plantas de producción de electricidad residen en la Península y pueden modificar su nivel de producción y adaptarla en función de los precios del mercado. Por el contrario, el gas se produce casi en su totalidad fuera de la Península, siendo importado en forma de gas natural por gasoducto o en forma de GNL, por barco. Este hecho permite la existencia de un mercado diario *de cierre* para la electricidad, momento en que, en función de los precios, se asignan las diferentes plantas de producción que van a funcionar el día siguiente. Esta situación no se reproduce en el mercado de gas, donde las contrataciones del producto en origen tienen plazos muy superiores y no pueden decidirse con un único día de antelación. En este sentido, el funcionamiento del mercado de gas, en lo que concierne a los productos diarios e intradiarios, se aproxima mucho más al de los mercados intradiarios de la electricidad.

Esta diferencia se traduce en el tipo de sistema de contratación empleado en cada caso. En el mercado diario de electricidad, dado su carácter principal de mercado de cierre, el modelo de contratación propuesto por la Comisión se ha basado en la existencia de una subasta principal de sobre cerrado con fijación de precio único y común para todos los participantes de la misma. Por el contrario, en el mercado de gas, dado su carácter de mercado de ajustes, el modelo de contratación propuesto está basado en un mercado de contratación continua en el que los agentes modifican sus diferentes posiciones en función de sus condiciones particulares. Nuevamente, es de destacar que este diseño de mercado se asemeja más al modelo europeo para los mercados intradiarios de electricidad, lo cual demuestra de nuevo las similitudes entre los ámbitos diarios del gas con relación a los intradiarios de la electricidad.

Con relación a su nivel de desarrollo, el mercado de electricidad lleva más de 17 años de funcionamiento en España y 7 en la Península, habiendo proporcionado unos muy buenos resultados y un incremento notable de la competencia en el sector. Por el contrario, en el sector del gas todavía no existe un mercado organizado ni en España, ni en la Península, esperándose que esta situación pueda ser solventada en breve.

Finalmente, con relación a la creación del mercado interior de la electricidad y del gas, el desarrollo de ambos mercados es también diferente, habiéndose producido avances más importantes en la electricidad que en el gas. En este sentido, los procesos de integración de los diferentes mercados de electricidad europeos dentro de la iniciativa PCR, promovida por los principales operadores de mercados de electricidad, han alcanzado ya un nivel de integración muy relevante, ejecutándose todos los días un proceso de mercado diario común a 17 países europeos, desde Portugal a Finlandia. Por el contrario, el mercado europeo de gas todavía está esforzándose en la definición y buen funcionamiento de los principales mercados (*Hubs*) de contratación, quedando para el futuro la potencial integración de los mismos en un mercado interior común.

## **6. Retos de los mercados organizados de corto plazo**

### **6.1. MERCADOS DE ELECTRICIDAD**

El modelo de mercado de la electricidad en los diferentes países europeos ha evolucionado de manera significativa desde sus iniciales implementaciones a finales de los años noventa. Durante estos años el entorno en que se sustenta el mercado ha evolucionado también a medida que se definían y perfeccionaban las diferentes políticas europeas. Estas políticas y, en especial, el fomento al desarrollo de las fuentes de producción con energías renovables, han tensionado el funcionamiento de los mercados, creando nuevos retos que es necesario abordar.

Dentro de este planteamiento, se pueden citar tres retos principales para los mercados de electricidad en los próximos años:

### 6.1.1. Adecuada integración de las energías renovables en el mercado

Los objetivos europeos de reducción de emisiones para 2020 han propiciado una serie de políticas de apoyo a la producción de electricidad con energías renovables en los diferentes países de la Unión. Este apoyo ha provocado en algunos países como Alemania, España y Portugal unos porcentajes de producción renovable muy significativos, especialmente en periodos de viento elevado, que han ocasionado dificultades en la gestión de los sistemas eléctricos, pero también en el funcionamiento de los mercados.

Existen varios aspectos relevantes a tener en cuenta para llevar a cabo una adecuada integración de las energías renovables en los mercados de electricidad europeos.

- En primer lugar, es necesario establecer una forma de retribución adecuada para estas energías que permita su adecuada integración en el mercado. El sistema de tarifa fija por producción (*feed-in tariff*), utilizado en numerosos países, se ha demostrado como un sistema eficaz para fomentar el desarrollo de estas energías. Sin embargo, ha ocasionado una tendencia de estas instalaciones a ofertar su producción a precios prácticamente nulos, e incluso negativos en aquellos países en que se permiten estos precios. En aquellos mercados en que el porcentaje de estas energías es elevado, esto ha ocasionado en ocasiones precios cercanos a cero e incluso negativos. Es importante desarrollar mecanismos de fomento a las renovables que permitan la participación de estas energías en los mercados y la obtención de precios significativos. Mecanismos como los de prima por producción (*feed-in premium*), en lo posible, integrados con subastas competitivas, pueden ser parte de la solución a este problema.
- En segundo lugar, aun contando con otros mecanismos de ayuda a las renovables, dado el coste marginal de producción de estas tecnologías que, en general, es relativamente próximo a cero, es de esperar que, sin introducir más intervenciones en el mercado, sus precios ofertados sean igualmente reducidos. Por ello, en los momentos en que estas tecnologías alcancen un porcentaje elevado de la producción, es de esperar que los precios del mercado sean también bajos. Los mercados deben adaptarse a esta realidad y acostumbrarse a una previsible mayor volatilidad de los precios en función de variables asociadas a la producción con estas tecnologías. Como se ha indicado con anterioridad, los mercados de Alemania y el MIBEL son claros ejemplos de esta situación.
- En tercer lugar, los sistemas de fomento a la producción con energías renovables suponen unos ingresos adicionales a los productores de estas tecnologías que, en definitiva, alguna de las entidades involucradas tiene que asumir. La asignación de estos sobrecostes es un factor importante a determinar para que no se produzcan distorsiones y las señales económicas sean las adecuadas. La solución simple, aplicada en su mayor parte hasta la actualidad, de asignar estos costes a los consumidores finales de la electricidad, en muchas ocasiones a través de las tarifas de acceso, puede

en ocasiones no proporcionar las señales adecuadas y, por tanto, no ser la mejor solución, o al menos la única, para el futuro.

### 6.1.2. *Proporcionar una adecuada seguridad de suministro*

Otro de los principales retos del sistema eléctrico y, por tanto, de los mercados de electricidad, lo encontramos en la utilización de grandes volúmenes de energías renovables no gestionables, con la necesidad de contar con el respaldo de mecanismos que proporcionen la necesaria capacidad de producción para un funcionamiento correcto y permitan el ajuste en cada momento entre la producción y la demanda del sistema.

Adicionalmente a la caída de la demanda, la presencia creciente de energías renovables subsidiadas en el mercado está generando en toda Europa, y de forma más acusada en España, la existencia de una capacidad ociosa de origen térmico, especialmente en lo referente a los ciclos combinados, acrecentada como resultado de la evolución de los precios relativos del carbón/gas.

Ambos factores están haciendo cuestionarse en diversos ambientes el concepto del modelo de mercado marginal de electricidad (*energy only markets*). La compleja solución que pueda alcanzarse a ambos factores está aún por llegar, pero no cabe duda de que será a través de una regulación que fomente la eficiencia, la competencia y no merme la competitividad de los sistemas eléctricos. Los mecanismos de mercado parciales (subastas de capacidad, mercados de emisiones, etc.) se adivinan como posibles soluciones provisionales hasta lograr el correcto funcionamiento de los mercados de electricidad una vez se eliminen por completo las distorsiones que, en la actualidad, pueden desvirtuarlos.

En este planteamiento es fundamental asegurar la participación de la demanda en los diferentes mecanismos que se pongan en funcionamiento, permitiendo a los consumidores establecer el precio al que valoran la seguridad de suministro en competencia con los productores.

### 6.1.3. *Completar el desarrollo del Mercado Interior*

El último gran impulso al mercado único a nivel de Jefes de Estado y de Gobierno de la UE llegó el 4 de febrero de 2011. En la reunión celebrada en Bruselas, los mandatarios europeos acordaron que «...el mercado interior de la energía tiene que haberse realizado de aquí a 2014, de modo que esté garantizada la libre circulación del gas y la electricidad. Para ello es preciso (...) el acoplamiento de mercados, las directrices y los códigos de red aplicables en todas las redes europeas...».

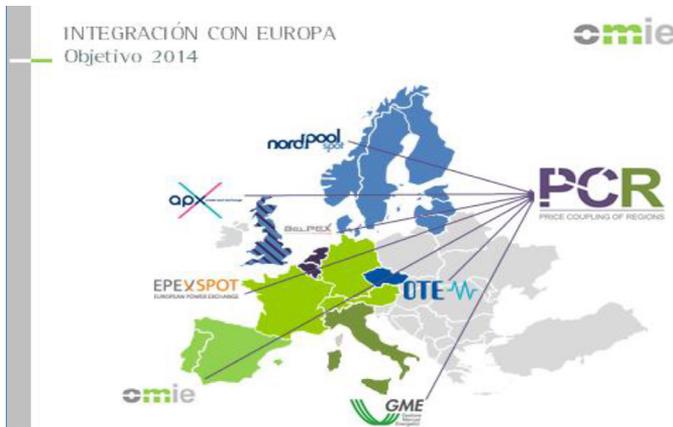
Para dar respuesta a este mandato, la Comisión Europea, la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER) y los reguladores nacionales están impulsando, entre otros proyectos, el acoplamiento de los mercados diarios de energía eléctrica a nivel europeo con un mismo algoritmo para la casación de ofertas de compra-venta en toda la UE. Se trata de la consolidación a nivel europeo de los mercados marginalistas como mecanismo pan-europeo para la forma-

ción de precios de la electricidad. OMIE participa activamente en estos trabajos desde el primer momento, en diciembre de 2009.

PCR (*Price Coupling of Regions*) es el proyecto de integración y armonización de mercados diarios de la Unión Europea que agrupa, como se ve en el gráfico 3, a los principales mercados de la UE como miembros de pleno derecho y a la práctica totalidad de operadores de mercado como miembros observadores. A través de los mercados del PCR se negocia la mayor parte de la electricidad que se consume en Europa.

Este proyecto pretende aumentar la liquidez de los mercados, su eficiencia y otorgar al ciudadano mayores cotas de bienestar económico y social. Sin embargo, el proyecto no está finalizado; aun quedan varios países, especialmente del Este de Europa, que deben desarrollar sus mercados e integrarse en el Mercado Interior.

GRÁFICO 3.—Países integrados a través del proyecto PCR



En paralelo al proyecto de acoplamiento de los mercados diarios de electricidad en Europa está previsto, y actualmente en negociación, el lanzamiento de una plataforma pan-europea que permita establecer un mercado continuo transfronterizo (con asignación implícita de capacidad de interconexión) en el horizonte intradiario. Esta plataforma será compatible con la existencia de subastas marginalistas intradiarias a nivel subregional, que en la actualidad funcionan con niveles de liquidez muy dispar. Es importante destacar que, en el caso del MIBEL, la liquidez de estos mercados intradiarios es muy superior a la media europea, manteniendo un funcionamiento mucho mejor y más útil para los agentes que los mecanismos existentes en el resto de los países de nuestro entorno. Lo que se persigue con la plataforma europea en desarrollo es aprovechar al máximo las virtudes del mercado, fomentando y facilitando las transacciones entre las diferentes zonas de precios, aumentando así la liquidez y acercando la negociación al tiempo real.

Las directrices europeas en materia regulatoria son favorables al establecimiento de este tipo de mercados intradiarios a nivel europeo, con el objetivo de aprovechar al máximo las interconexiones y mejorar la eficiencia del sistema eléctrico europeo en conjunto, en cuanto a costes de producción, emisiones y aprovechamiento óptimo de los recursos renovables con los que cuentan los Estados, aumentando al mismo tiempo la coordinación entre los sistemas.

Este mercado intradiario europeo está iniciando su desarrollo, suponiendo un reto muy importante para la creación del Mercado Interior de la electricidad. Durante los próximos dos años está previsto avanzar en los desarrollos técnicos y organizativos para asegurar que el mercado es una realidad en 2017, año previsto para el comienzo de su funcionamiento.

## 6.2. MERCADOS DE GAS

El modelo de mercado de gas en los diferentes países europeos ha seguido también una evolución relevante en los últimos años. Aunque con ciertos retrasos respecto a los mercados de electricidad, y de manera semejante a dichos mercados, el entorno en que se sustenta el mercado de gas ha evolucionado también de manera significativa durante estos años a medida que se definían las diferentes políticas europeas. Estas políticas y, en especial, el establecimiento del modelo de mercado objetivo (*Target Model*), definido por los reguladores europeos, han marcado el paso a seguir por los diferentes países y mercados.

La implantación de este modelo objetivo está suponiendo unos retos importantes en los diferentes países y regiones europeas y, en particular, en España y la Península Ibérica. En este sentido, se pueden destacar tres retos principales ibéricos y europeos para los próximos años:

### 6.2.1. Creación de un mercado organizado de gas en la Península Ibérica

A pesar de que la negociación del gas en la Península se está produciendo en forma de contratos bilaterales desde hace varios años, se adolece la falta de un mercado organizado ibérico de gas que produzca señales de precios fiables y accesibles para todos los operadores del gas. Hasta que este mercado esté operativo y presente unos niveles de liquidez razonables, se puede afirmar que la liberalización del sector no será completa.

El modelo objetivo europeo establece la conveniencia de existencia de estos mercados organizados en los diferentes centros de contratación (*Hubs*). De hecho, España y, en mayor grado, la Península Ibérica cumplen todas las condiciones introducidas en dicho modelo objetivo para la existencia de un mercado transparente y en competencia. Por tanto, la inexistencia de este mercado, a diferencia del resto de países de nuestro entorno donde sí existen mercados organizados de gas, es una asignatura pendiente a resolver.

Afortunadamente, el Gobierno está promoviendo dentro de la propuesta de modificación de la Ley de Hidrocarburos, actualmente en tramitación en el Con-

greso, la creación de un mercado organizado de gas, libre y transparente, que permita la contratación a todos los operadores en condiciones no discriminatorias y proporcione unas señales de precios válidas y creíbles.

La creación de este mercado y el dotarle de las necesarias funciones y capacidades para que consiga la deseada contratación y liquidez, es probablemente el mayor reto al que se enfrenta en la actualidad el sector del gas para los próximos años.

### 6.2.2. *Implementación del código de red de balance*

El *Reglamento (UE) de la Comisión núm. 312/2014, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte*, de reciente aprobación por la Unión Europea, establece los requerimientos que deben seguir los Estados miembros para la puesta en funcionamiento del modelo de gestión del balance en los sistemas de gas. Aunque este Reglamento, promovido por la Comisión Europea, no es el único que está siendo ni que va a ser implementado en los diferentes países para fomentar el desarrollo del mercado de gas, su importancia es fundamental para asegurar el correcto funcionamiento del mercado, estableciendo las responsabilidades tanto de los operadores del gas como de los gestores técnicos de los sistemas en lo que se refiere a la gestión de los balances y en sus actuaciones en el mercado organizado.

España, como el resto de países europeos, está obligada a implementar dicho Reglamento, habiendo pedido un retardo de un año sobre la fecha inicial prevista, resultando en un inicio esperado el 1 de octubre de 2016.

Para cumplir este objetivo es necesario adaptar el modo existente de gestión del sistema y el modelo de balance, haciéndolo compatible con los requerimientos del Reglamento. Con este fin, va a ser necesario modificar las normas asociadas a estas actividades y, en particular, las Normas de Gestión Técnica del Sistema asociadas. Como detalle adicional importante, el Gestor Técnico del Sistema debe, en aplicación del Reglamento, adquirir y vender la energía deficitaria o excedentaria en el mercado organizado, razón por la que es fundamental que dicho mercado entre en funcionamiento a la mayor brevedad, tal y como se ha indicado en el punto anterior.

Afortunadamente, de forma semejante a como se está actuando con el objetivo de la creación del mercado organizado de gas, en España se están dando también los pasos necesarios para el desarrollo de la regulación asociada a la implementación del Reglamento. Así, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha publicado recientemente la propuesta de *Circular XI/2015, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista*, que abarca los diferentes aspectos asociados al mismo, habiendo recibido en consulta pública los diferentes comentarios de los operadores del gas.

La puesta en funcionamiento de este Reglamento es sin duda un reto adicional para el sector. Afortunadamente, como se ha indicado, se están realizando ya los desarrollos necesarios para llevarlo a cabo.

### 6.2.3. Integración del Mercado Interior del gas

El Modelo Objetivo del mercado europeo de gas establecía la conveniencia de disponer de una serie de zonas de contratación (*Hubs*) conectadas por una serie de interconexiones (gasoductos) que permitiesen el transporte y la negociación de gas entre unas y otras. No se avanzaba mucho en la posible optimización de la negociación entre las diferentes zonas, centrándose en las características y requerimientos para el adecuado funcionamiento de los mercados a establecer en cada una de ellas.

Con este planteamiento, se puede establecer que el proceso de fomento de los mercados de gas y la implantación del Modelo Objetivo ha sido un éxito en Europa. A excepción de la Península Ibérica y ciertos países del Este, se han creado mercados organizados de gas conforme al Modelo Objetivo en prácticamente el resto de países europeos, existiendo ya dos zonas con mercados plenamente desarrollados (NBP –Reino Unido–, TTF –Holanda–), y otras varias con mercados que se están desarrollando de manera importante, incrementando de año en año su liquidez (Alemania, Francia, Bélgica, Italia...).

Sin embargo, a diferencia del Mercado Interior de la electricidad donde, como se ha indicado, existe un modelo claro de integración de las diferentes zonas de precios (modelo PCR), en el gas no se ha avanzado prácticamente en este aspecto. Por el momento, la regulación relativa a la gestión de las interconexiones se establece en el *Reglamento (UE) núm. 984/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y se completa el Reglamento (CE) núm. 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo*, centrado principalmente en la definición de pautas y periodicidades para el establecimiento de subastas explícitas para la negociación de las capacidades de dichos gasoductos de interconexión.

Aunque este sistema de interconexión entre las diferentes zonas y sus mercados asociados permite un primer nivel de negociación entre ellas, no parece que pueda considerarse como el objetivo final del Mercado Interior del gas. Es por ello necesario que, a semejanza con los mercados de electricidad, se defina un modelo de integración superior que permita acercarnos a ese objetivo en el medio plazo.

No dudamos de que durante los próximos años los Reguladores Europeos y ACER van a seguir profundizando en el modelo de mercado y van a poder proponer una alternativa de integración más eficiente que la actual.

## MERCADOS DE CAPACIDAD

JUAN JOSÉ ALBA RÍOS

*ENDESA, Grupo ENEL*

JULIÁN BARQUÍN GIL

*ENDESA, Grupo ENEL***1. La estructura de los mercados eléctricos**

Los mercados de energía eléctrica son ya una realidad bien asentada en el sistema económico europeo. Son, no obstante, mercados peculiares, principalmente debido a la naturaleza del bien que se comercia en ellos. En efecto, la energía eléctrica es, de entre todas las *commodities*, aquella para la cual el almacenamiento es más difícil y costoso. Por ejemplo, la red de transporte de gas natural puede almacenar todo el consumo de gas de unas horas, quizá incluso un día. En cambio, la red eléctrica no almacena ni el consumo de un segundo (la inercia de las masas rotatorias de los generadores y otros elementos incrementan este tiempo a unos segundos). Aunque todo esto es muy relevante desde el punto de vista de la ingeniería de control del sistema, también implica que consumos eléctricos separados por unos pocos minutos se refieren a bienes económicos diferentes<sup>1</sup>.

La complejidad es aún mayor si se tienen presentes las incertidumbres de operación. En pura teoría económica sería necesario tener un conjunto lo bastante amplio de futuros y derivados para cada uno de los precios *minutales* de la electricidad, a fin de que los agentes económicos pudieran gestionar sus coberturas y niveles de riesgo. Estos futuros debieran tener horizontes temporales comparables a la vida económica de los activos, es decir, muchos años. Es obvio que tal sistema de precios es, por razones prácticas, completamente inviable. La solución es gestionar un conjunto reducido de productos que combinen un menú

---

1. Por ejemplo, en el mercado australiano se publican precios diferentes cada cinco minutos.

adecuado de herramientas para cubrir las necesidades y riesgos relevantes, con una complejidad razonable del mercado.

El menú óptimo será dependiente, en la teoría como en la práctica, de las características específicas del mercado que se considere. Dicho esto, el sistema de productos y precios adoptado en Europa presenta en todos los países una misma estructura:

- Existen en primer lugar productos que venden *energía al por mayor*. El más característico es la energía negociada en el mercado diario, que se define a partir de la energía total inyectada o extraída de la red durante una hora. Este mismo producto se negocia en España en los mercados intradiarios. Es además el subyacente de los productos negociados en los mercados a plazo. Todos estos mercados son *mercados bilaterales*, donde la oferta y la demanda de energía casan sus ofertas, sea en mercados organizados, sea mediante negociaciones bilaterales.
- La negociación bilateral de energía tiene que cesar un tiempo antes de su producción o entrega física. Este tiempo es significativo en términos eléctricos (al menos una hora). No es además irrelevante, desde el punto de vista de la operación, el perfil de entrega o consumo de la energía que se comprometió para una hora dada (por ejemplo, de forma uniforme, o 40% durante la primera media hora y 60% durante la segunda). Finalmente, existe la posibilidad de incidencias, de mayor o menor entidad, en el período que va del cierre del mercado a la entrega física. Por todo ello, el Operador del Sistema, como responsable de la operación del mismo, tiene que disponer de una serie de recursos que le permitan gestionar el sistema. La adquisición de estos *recursos de flexibilidad*<sup>2</sup> se realiza mediante *mercados unilaterales* en los que el Operador del Sistema actúa como comprador único y los diversos agentes realizan ofertas competitivas. El producto más relevante es la *reserva*, es decir, la capacidad de subir o bajar la generación o el consumo siguiendo las instrucciones del Operador del Sistema, a menudo comunicadas por medio de un sistema de control automático.
- Finalmente, es necesario garantizar un nivel adecuado de *capacidad* que garantice la seguridad de suministro. La forma de conseguirlo es mediante *mecanismos de capacidad*, que constituyen el objeto de este artículo.

No es quizá ocioso señalar que el diseño de estos elementos es una tarea conjunta: se debe asegurar que están todos los productos relevantes y que se paga lo necesario y no más, mucho menos dos veces por el mismo servicio.

---

2. El concepto de flexibilidad, aunque comúnmente usado, rara vez es cuidadosamente definido. No obstante, a partir de la descripción física de la flexibilidad que habitualmente se considera, lo más frecuente es que sea particularmente relevante en la escala de tiempos de los mercados unilaterales del operador. En sentido más amplio, una mayor flexibilidad de la operación puede ser también relevante en los mercados bilaterales de energía, donde permite realizar ofertas más agresivas y potencialmente capturar una mayor parte de su valor.

## 2. ¿Por qué mercados de capacidad?

La discusión sobre la implementación de mercados de capacidad o, de forma más general, mecanismos de capacidad es contemporánea con la de los propios mercados eléctricos. Aún más, los primeros diseños de mercados eléctricos (Chile en 1982 e Inglaterra y Gales en 1990) ya los incorporaban. No obstante, existe una extendida y errónea percepción de que estos mecanismos son un extraño estrambote a un mercado que de suyo no los requiere.

Nada más lejos de la realidad. Los mecanismos de capacidad vienen a corregir fallos de mercado y otras características específicas de la electricidad. No obstante, para entender debidamente su necesidad, un breve análisis de la forma en que la capacidad se paga en otros mercados puede ser ilustrativo.

El negocio de generación eléctrica ha de hacer frente a costes fijos (por ejemplo, la inversión en plantas de generación eléctrica) y variables (por ejemplo, el coste en combustible). En esto es similar a muchos otros, tanto en el sector de los servicios públicos (por ejemplo, telefonía o suministro de agua) como en el más estrictamente privado (por ejemplo, los viajes por avión o el negocio hotelero). En todos estos casos es habitual, y de hecho no es causa de controversia alguna, que los precios sean superiores a los costes variables. Por ejemplo, el precio de una llamada telefónica tiene muy poco que ver con el coste variable de la misma (básicamente los muy bajos gastos en la electricidad usada por las instalaciones y otros costes operativos), y en cambio mucho con los costes de las inversiones necesarias.

La teoría económica indica que la manera eficiente de cargar estos costes fijos en el precio es hacerlo, en la medida de lo posible, en los momentos en que la infraestructura está saturada. De esta forma se incentiva a disminuir el consumo cuando ya no hay capacidad disponible y aumentarlo cuando la hay sobrante. Y de hecho, esta es la manera en que tienden a operar los mercados competitivos.

Por ejemplo, considérese un hotel. En temporada baja el precio de la habitación tenderá a reflejar los costes variables de la misma (el salario de las camareras, del personal de recepción, el consumo de agua y luz, etc.). Pero en temporada alta será más elevado. Idealmente, el dueño del hotel intentará que el precio sea tal que el hotel se llene, pero que si fuera un poco más alto quedarán habitaciones libres. En suma, en momentos de escasez el precio lo marca la demanda de viajeros: es el precio crítico, el precio de reserva al cual el hotel deja de operar a máxima capacidad. Nótese que durante la temporada baja el hotel recuperará sus costes variables, pero no obtendrá márgenes de operación. Los márgenes se obtienen durante la temporada alta. Si la entrada y salida en el mercado hotelero son libres, estos márgenes serán justo los requeridos para pagar la inversión en el hotel y remunerar el capital invertido.

Otro caso, quizá más complejo, lo ofrecen las compañías de aviación. Como en el caso de los hoteles, también ofrecen precios diferentes entre *temporadas altas* y *bajas* (por ejemplo, es habitual que se ofrezcan billetes en vuelos semi-vacíos a las 5 de la mañana a precios muy económicos). Pero aún hay más: dos viajeros sentados uno al lado del otro pueden haber pagado precios muy diferen-

tes por sus billetes. Aunque puede haber varias razones, una muy relevante es que un billete puede tener preferencia en el embarque sobre otro, es decir, su tenedor no corre el riesgo de quedarse en tierra por *overbooking*. En suma, está pagando *capacidad* o *seguridad de suministro*. En particular, nótese que es inhabitual que los viajeros de primera clase sufran este tipo de contratiempos.

En estos y en otros mercados análogos es crucial el hecho de que cada consumidor puede decidir el nivel de seguridad que desea, y ser excluido del disfrute del bien en caso de que se presente un problema de falta de capacidad (por ejemplo, retrasando su viaje en avión). En general, esto no es posible en mercados eléctricos. La razón es que la seguridad de suministro no es un bien excluible, es imposible que en caso de falta de capacidad de generación la luz me sea cortada a mí pero no a mi vecino. Más bien, la opción real que tiene el Operador del Sistema en estas circunstancias es deslastrar (cortar la luz) a barrios enteros.

Esta falta de excluibilidad es un fallo de mercado que, en ausencia de intervención pública, llevaría a una provisión inferior del bien (la seguridad de suministro) a aquella que es socialmente deseable. De hecho, ésta es una de las razones que justifican la inversión pública en infraestructuras como carreteras o faros. En el caso eléctrico el esquema universal es que una institución pública (por ejemplo, el Regulador) asume la misión de proporcionar el nivel de capacidad que un mercado *puro* no sería capaz. Cualquier esquema de este tipo puede ser justamente llamado un *mecanismo de capacidad*, que en este sentido es una institución universal de los mercados eléctricos.

Uno de estos mecanismos de capacidad, a menudo considerado como la opción por defecto, es el que está implícito en los (mal) llamados mercados de *sólo energía* (*energy only markets*). En este caso, el Regulador establece o aprueba dos cosas:

- a) un precio de escasez al que se pagará la energía en caso de deslastre, y
- b) un procedimiento técnico que indique qué cargas se han de deslastrar en caso de falta de capacidad.

Como todo mecanismo administrativo, su diseño adecuado es crucial para obtener un comportamiento económicamente eficiente; y como en muchos mecanismos administrativos, este diseño no es tarea sencilla. En particular, es muy importante que el precio de escasez sea el adecuado. Si es muy bajo hará la instalación de capacidad capaz de generar en tiempos de escasez poco atractiva, y por tanto se instalará poca, y habrá mucha demanda que no podrá ser cubierta. Si es muy alto se tendrá la situación opuesta.

Los sistemas eléctricos de la OCDE, y en particular el sistema español, se caracterizan por niveles muy altos de seguridad de suministro, que son los demandados por las sociedades a las que sirven. En efecto, no se suele considerar aceptable tener más de 3 horas esperadas de corte de suministro al año, y es frecuente que la cifra sea de hecho menor. No es difícil estimar que estas 3 horas corresponden a precios de escasez en torno a 30.000 €/MWh, muy superiores a los precios normales del mercado (en torno a 50 €/MWh), si bien la cifra precisa

requiere un cálculo complejo. Estos precios, muy altos aunque también muy infrecuentes, plantean un serio desafío regulatorio.

El problema principal está relacionado con el riesgo que perciben los generadores. Es cierto que son precios muy altos, es también cierto que son muy infrecuentes y, sobre todo, muy impredecibles. Puede ocurrir que nada suceda durante 5 años, y que entonces haya pérdida de carga durante medio día. Esta extrema volatilidad supone que los inversores en centrales de generación demandarán una prima de riesgo que puede encarecer significativamente los costes. El problema se puede ver muy agravado por la falta de credibilidad del Regulador para autorizar el pago del precio de escasez en el caso de que se presente. En efecto, en este caso es de esperar que reciba fuertes presiones de los actores políticos para que no lo permita, seguramente basadas en acusaciones de ejercicio de poder de mercado por parte de los generadores. Solamente un Regulador con una reputación intachable, que lógicamente ha de estar respaldada por una trayectoria de independencia real del gobierno y de los agentes políticos, podría comprometerse a priori de forma creíble y atraer así la inversión necesaria<sup>3</sup>.

Como consecuencia de estos problemas se han propuesto esquemas alternativos al precio de escasez. En general estos esquemas se basan en substituir los pagos de escasez altos y volátiles por pagos más bajos pero con un carácter más fijo. Esto se puede hacer de forma administrativa: son los llamados *pagos por capacidad* con los que el Regulador autoriza un pago por MW de capacidad firme (es decir, disponible en caso de escasez). No obstante, y a fin de garantizar una mayor eficiencia económica, la legislación europea requiere, salvo casos excepcionales, que la capacidad se asigne y se pague mediante mecanismos de mercado. Existen de varios tipos, como subastas de capacidad en Gran Bretaña, mercados de certificados en Francia u opciones de fiabilidad en Italia. Un problema complejo es cómo armonizar estos esquemas en Europa, teniendo presente que generadores en un país pueden contribuir a evitar períodos de escasez en países vecinos<sup>4</sup>.

### 3. Los mercados de capacidad como un seguro de suministro

No es, sin embargo, completamente cierto que el servicio de capacidad sea siempre un bien no excluible. Por ejemplo, muchos grandes consumidores tienen contadores horarios y otros equipos sofisticados de medida y control. De hecho, en el caso de consumidores que disfrutan de contratos de interrumpibilidad existe

3. De hecho, las normas para la elección de los Reguladores suponen la existencia de estos problemas. Típicamente, los Reguladores son propuestos por el Gobierno y refrendados por el Parlamento de forma irrevocable, y se suele requerir que (en terminología española) sean *profesionales de reconocido prestigio*, lo que sugiere que su carrera posterior tras su mandato regulatorio no será, o al menos no será necesariamente, de naturaleza política. No obstante, la aplicación de estas prácticas de buen gobierno en la Unión Europea ha sido desigual.

4. Véase EURELECTRIC, «A reference model for European capacity markets», disponible en [http://www.eurelectric.org/media/169068/a\\_reference\\_model\\_for\\_european\\_capacity\\_markets-2015-030-0145-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/169068/a_reference_model_for_european_capacity_markets-2015-030-0145-01-e.pdf)

la posibilidad de ser cortados si hubiera algún problema de falta de capacidad. En el caso de pequeños consumidores, el despliegue de contadores inteligentes (*smart meters*) podría permitir ofrecer esta posibilidad en un futuro próximo.

En estos casos sí que cabría la posibilidad de establecer algún mercado de capacidad entre consumidores y proveedores de servicios de capacidad (principalmente los generadores, pero también la demanda gestionable). Este mercado sería análogo al mercado de energía entre consumidores y generadores. Desde el punto de vista de los consumidores, la contratación de capacidad es un *seguro* que les garantiza el suministro en caso de que haya problemas en el sistema (mucha demanda o poca generación). En este sentido, los mecanismos de capacidad gestionados por el Regulador equivalen a un *seguro obligatorio* que los consumidores tienen que contratar.

Esta analogía puede ser fructífera. Existen, especialmente en las sociedades europeas, una serie de seguros obligatorios: el seguro a terceros para automóviles, el seguro médico obligatorio, los pagos al sistema público de pensiones, etc. Aunque, a priori, no se plantea un problema de excluibilidad en estos campos, existen no obstante razones que justifican su establecimiento. Entre ellas, aunque no solamente, se encuentran argumentos de equidad social, que también pueden tener lugar en la discusión de la manera de proveer un servicio público como la energía eléctrica.

Por ello las autoridades públicas pueden considerar necesario el establecimiento de un nivel mínimo de fiabilidad, cuyo coste se reparta entre los beneficiarios, de forma similar a lo que sucede en un sistema *tradicional*. Dada la naturaleza del sistema, puede no existir la posibilidad de excluirse o no participar en él. Esta diferencia en justificación no debiera afectar a los proveedores del servicio, que pueden seguir siendo remunerados con los mismos esquemas que se han discutido en la sección anterior. En efecto, este seguro es en esencia el abono de un cierto pago fijo en compensación por una garantía de suministro, lógicamente respaldada por una capacidad física adecuada.

#### **4. Los mercados de capacidad como mecanismos de largo plazo**

El servicio de capacidad está ligado a la realización de inversiones en generación o demanda flexible. Estas inversiones lo son en activos con una vida económica que se mide en décadas. Por tanto, la existencia de productos de muy largo plazo es extremadamente relevante para facilitar la gestión del riesgo por parte de los inversores y reducir el coste del capital empleado, lo que finalmente se traducirá en un ahorro para los consumidores.

En principio todos los activos que vendan capacidad deben ser igualmente remunerados, por las mismas razones y de la misma forma que la energía tiene también un único precio independientemente de la tecnología que la produce. Dicho esto, las señales de largo plazo son particularmente relevantes para las nuevas inversiones. Es por ello que en numerosos diseños de mercados de capacidad se

permite que estas nuevas inversiones accedan a contratos de capacidad de larga duración (por ejemplo, de hasta 15 años en Gran Bretaña o Brasil).

La existencia de estos contratos de largo plazo también mitigará la severidad de los ciclos de negocio, es decir, épocas de excesiva inversión seguidas de otras de exceso de capacidad. En efecto, la causa principal de estos ciclos reside en problemas de coordinación derivados de la existencia de retrasos significativos entre la decisión de invertir y la puesta en explotación efectiva de la inversión (al menos dos o tres años en el caso eléctrico), junto con la no existencia de señales de precio adecuadas en estos largos marcos temporales. Adicionalmente, estando el precio de la capacidad esencialmente ligado al coste del capital y no al de los combustibles, los contratos de capacidad de largo plazo encuentran un nicho natural junto a los muy desarrollados mercados de capital (por ejemplo, Letras del Tesoro). Esto, lógicamente, facilita estrategias de gestión de riesgo eficientes para los inversores.

## 5. ¿Por qué ahora?

Aunque los mecanismos de capacidad fueron parte integrante de los primeros diseños, lo cierto es que su existencia ha estado hasta recientemente en un segundo plano. De hecho, en muchos mercados continentales europeos se dice a menudo, aunque erróneamente, que son inexistentes, pese a la existencia de precios de escasez (en general, excesivamente bajos para incentivar un nivel de capacidad similar al histórico) o de mecanismos *ad hoc* como la reserva estratégica característica de los sistemas nórdicos.

Existen varias razones que explican esta situación. Por una parte, el paso de un sistema regulado a uno liberalizado se dio a menudo en una situación de exceso de capacidad<sup>5</sup>. En otros sistemas existe una fuerte capacidad de interconexión con sistemas vecinos, que permite descansar en la capacidad firme aportada por estos<sup>6</sup>. Finalmente, en un contexto de altos precios de la electricidad, es mucho más factible obtener márgenes relativamente amplios que permitan hacer frente al coste del capital invertido en las plantas de generación.

La situación europea actual es radicalmente distinta. La penetración masiva de energías renovables intermitentes crea severos problemas de transporte

- 
5. De hecho, una de las razones aducidas para apoyar los procesos de liberalización fue la inversión excesiva e ineficiente que se dio a menudo en los sistemas regulados. En el caso español, quizá no sea ocioso recordar las inversiones en plantas nucleares que nunca entraron en operación o, más recientemente, la burbuja fotovoltaica inducida por pagos administrativamente fijados. Una de las ventajas de un sistema de mercado es que si se produce un exceso de inversión (digamos, en plantas de gas natural) el coste lo soportan sobre todo los accionistas de las compañías responsables.
  6. Por ejemplo, la muy elevada capacidad eólica y la comparativamente menor térmica en Dinamarca solamente se entienden en el contexto de muy fuertes conexiones, en relación al consumo del país, con sus vecinos nórdicos y Alemania.

en una red que se diseñó para un sistema muy distinto, pero que es progresivamente incapaz de cumplir algunas de sus tareas, incluyendo la de hacer disponible en un sistema capacidad instalada en otro. De manera más significativa, reduce la producción de las plantas que pueden ofertar capacidad firme (en su mayor parte tecnologías tradicionales como la hidráulica, nuclear, carbón o gas; pero también plantas de biomasa), haciendo más difícil que recuperen sus costes de inversión. Su necesidad, sin embargo, no disminuye pues son precisas cuando las renovables intermitentes, como la eólica o la solar, no están produciendo.

La reciente crisis económica, que ha provocado una caída en la demanda eléctrica, ha aplazado el problema de esta falta de capacidad. Sin embargo, conforme la demanda se recupere y plantas antiguas o no rentables vayan siendo retiradas, nueva capacidad será necesaria.

## 6. ¿Y en España?

La situación española se ha de entender dentro del contexto general europeo arriba expuesto. No obstante, existe un problema específico relacionado con la retirada temprana de una gran parte de las centrales de carbón. La razón es la aplicación de la Directiva de Emisiones Industriales, aprobada en 2010, que impone un límite estricto a las emisiones de ciertas substancias, en especial los óxidos de azufre y de nitrógeno así como partículas<sup>7</sup>. Para cumplir estos límites las plantas afectadas han de realizar cuantiosas inversiones en equipos de desulfuración y, especialmente, desnitrificación. Caso de no hacerlo, podrán operar solamente durante un máximo de 17.500 horas<sup>8</sup> a partir de finales del 2015, y entonces cerrar. En este caso la lógica económica impone que se agoten lo antes posible estas horas de producción, a fin de adelantar el cierre y evitar costes fijos. En estas condiciones, cabe esperar el cierre en torno al 2018 o 2019.

El impacto sobre el margen de capacidad de este supuesto es muy notable. La figura muestra el margen de capacidad calculado por ENTSO-E<sup>9</sup> (la asociación de Operadores del Sistema Europeos) en el supuesto de que las plantas de carbón afectadas siguieran operando hasta el fin de su vida útil. Muestra también el margen en el caso de un cierre temprano, exigido por la Directiva si no se acometen las inversiones necesarias. Puede observarse que el actual exceso de capacidad, muy amplio hoy en día, desaparece en fecha tan temprana como 2019.

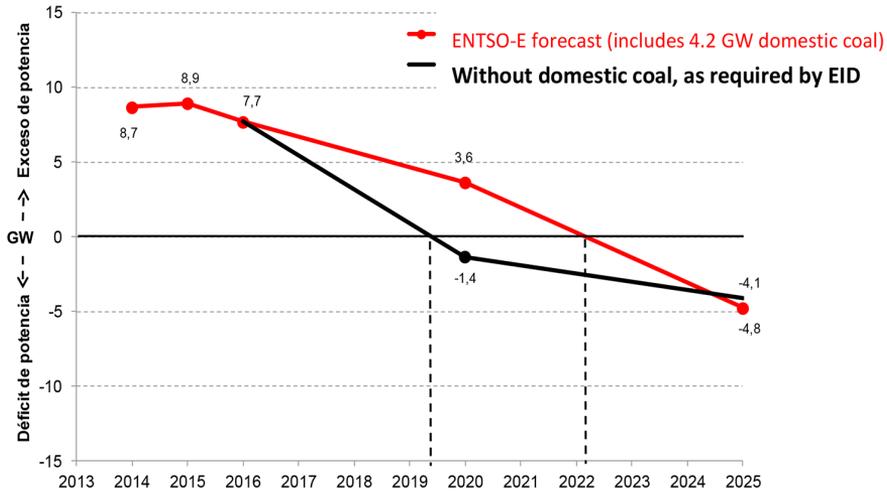
---

7. Los límites son específicos, es decir, en gramos por metro cúbico de aire que salga por las chimeneas. Por tanto, la estrategia de funcionar menos horas para emitir menos no es factible, ya que las emisiones totales son irrelevantes.

8. Son horas de acoplamiento a la red, no horas equivalentes de funcionamiento a plena carga.

9. Referencia.

GRÁFICO 1.—Previsiones del margen de capacidad en España



Un problema grave es que la propia Directiva exige que a finales de 2015 se haya comunicado si se realizarán las inversiones requeridas para continuar la operación o si, por el contrario, las plantas afectadas se acogerán a operar durante un máximo de 17.500 horas antes de cerrar. Por tanto, la estrategia de esperar hasta 2017 o 2018 para decidir si se acometen o no las inversiones no es legalmente posible. Todo ello implica que durante este año 2015 es preciso tomar una decisión. El riesgo es que, en caso de que las plantas afectadas tengan que cerrar, haya muy probablemente<sup>10</sup> que invertir en otras tecnologías con un coste muy superior (por ejemplo, centrales de gas) a más tardar dos años<sup>11</sup> antes de que aparezcan problemas de capacidad (digamos, 2017).

## 7. A modo de conclusión

Los europeos tomamos hace años la decisión de liberalizar nuestros sistemas eléctricos, a fin de evitar repetir los errores de inversión realizados en el pasado en un marco regulado y beneficiarnos de las sinergias que resultan de un mercado único europeo. Más recientemente hemos decidido descarbonizar nuestra economía. Ello implica substituir energías fósiles por energías no fósiles, y en especial energías renovables. El sector eléctrico ha asumido la mayor carga en este cambio, mucho mayor que sectores como el transporte, donde el cambio tecnológico ha sido en general decepcionante.

10. Salvo sucesos improbables, tales como una nueva recesión.

11. El tiempo mínimo para construir la planta.

Estos objetivos requieren una extensión de la electrificación de la economía europea, substituyendo vectores fósiles como los hidrocarburos por electricidad no fósil. Un mercado eléctrico eficiente es por tanto crucial. Este mercado se basará en un sistema estructuralmente distinto al que ha habido hasta ahora, donde grandes inversiones en renovables intermitentes proporcionan energía *a granel* a muy bajo coste marginal, pero requerirán cuantiosas inversiones en activos que proporcionen flexibilidad<sup>12</sup> y capacidad firme. La parte de coste y valor que estos dos últimos conceptos proporcionarán será creciente, y crecientemente independiente de la energía *a granel* que suministren. Por tanto, estos productos no pueden seguir ligados o amalgamados (*bundled*) con la energía, siendo el establecimiento de un sistema de mercado eficiente para la capacidad una necesidad impostergable.

---

12. Aunque los propios generadores renovables pueden ser una fuente, desgraciadamente poco explotada, de flexibilidad.

## PARTICIPACIÓN DE LAS RENOVABLES EN EL MERCADO DE ENERGÍA: UNA PERSPECTIVA EUROPEA

JOÃO MANSO NETO

*Consejero Delegado, EDP RENOVÁVEIS*

### **1. Situación actual: predominio de los sistemas de tarifa fija o *feed-in tariffs***

Hasta ahora, y desde el despegue en el desarrollo de las energías renovables iniciado en la década pasada, el sistema utilizado con más frecuencia por los distintos estados europeos para incentivar el desarrollo de las energías renovables en sus territorios ha sido el sistema de tarifas fijas, también conocido por su traducción al inglés como *feed-in tariffs*.

Se trata de un sistema muy sencillo que garantiza un precio fijo predeterminado<sup>1</sup> que se paga por cada unidad de energía producida. Precisamente por tratarse de un sistema sencillo, fácil de implementar y, además y no por último menos importante, fácilmente financiable debido a la visibilidad y estabilidad que otorga a la remuneración, la utilización de este sistema ha logrado una expansión muy rápida de las energías renovables. Así, no es pretencioso afirmar que los sistemas de tarifa fija son uno de los principales causantes de que hoy por hoy los países europeos se encuentren en una posición de liderazgo mundial en el sector.

Ahora bien, aunque el sistema de tarifa tiene muchas ventajas, las cuales le han permitido ser una herramienta muy eficaz en el desarrollo de las energías renovables, no podemos obviar que no se trata de un sistema perfecto y que también tiene desventajas.

Así, en primer lugar debe decirse que con estos sistemas hay una desconexión entre el funcionamiento del mercado eléctrico y la producción; por lo tanto, no

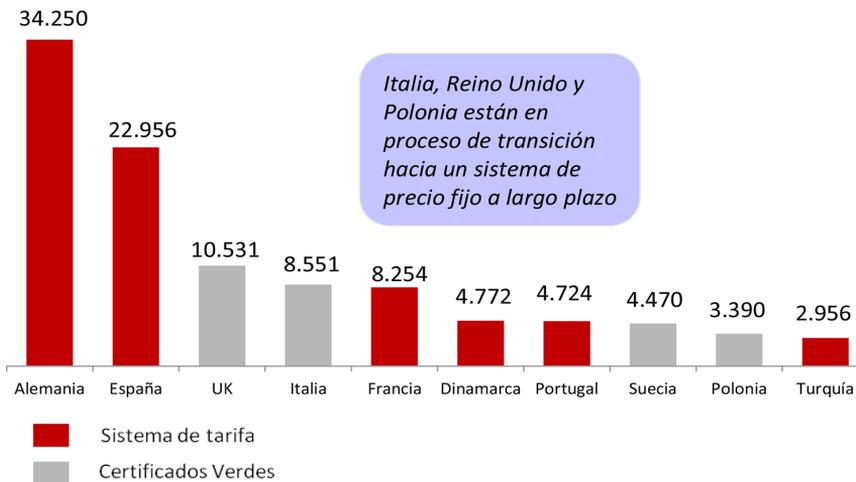
---

1. Ya sea por tratarse de un precio fijo como, si es variable, conocerse de antemano sus indexaciones.

existe ningún gran estímulo para que el generador renovable procure hacer una previsión adecuada de su generación (falta de incentivos para una operación eficiente). En segundo lugar, y al igual que sucede en otros sectores de actividad, como consecuencia de los plazos que necesita el legislador para elaborar las normas, puede haber problemas en situaciones de progreso tecnológico muy fuerte, creándose un desfase entre las revisiones de la tarifa y éste último. De esta manera, si bien está claro que en situaciones de estabilidad no habrá ninguna disfunción, cuando hay un progreso tecnológico fuerte, al mantenerse constante la tarifa y haber sido definida con anterioridad, se puede generar un excedente adicional para el productor que no estaba incluido en el cálculo económico, dando lugar, por tanto, a sobrecompensación. En tercer y último lugar, normalmente asociado a las tarifas fijas existe una ausencia de límites a la instalación o cupos de capacidad. Así, cuando no hay un límite a la instalación sino que un promotor puede con total libertad conectar su planta y tener derecho a recibir la tarifa, el coste total del sistema puede quedar totalmente fuera de control y corre el riesgo de dispararse. Un claro ejemplo de esta situación lo encontramos en España y, en especial, con el caso de tecnologías menos maduras, como la solar fotovoltaica.

En conclusión, y sin dejar de reconocer las ventajas que tienen los sistemas de tarifa fija o *feed in tariff* y su aportación clave en el desarrollo de las energías renovables en Europa, no podemos olvidar que estos sistemas conllevaban una serie de aspectos cuya justificación, antes muy clara, ha dejado de existir. Así, con todo lo anterior, y viendo que el sistema preponderante en Europa ha sido el sistema de tarifa fija (gráfico 1), la conclusión directa es que, en general, la participación de las renovables en el mercado ha sido más bien reducida.

GRÁFICO 1.—Capacidad instalada en los 10 mayores mercados eólicos de Europa, en MW



Fuente: EWEA, elaboración propia.

## 2. Ante el futuro: opciones de integración de las renovables en el mercado

Una vez entendido de dónde venimos, la pregunta obvia es qué pensamos hacer en el futuro y, en concreto, si se va a seguir necesitando a las energías renovables y cómo se va a llevar a cabo su desarrollo.

### 2.1. NECESIDAD DE NUEVA CAPACIDAD RENOVABLE: LOS OBJETIVOS EUROPEOS

En este punto hay sectores de opinión dentro del sector energético que defienden parar completamente el desarrollo de nueva capacidad renovable. Esta posición radical, en nuestra opinión, nace de una visión incompleta y sesgada ya que, esté uno de acuerdo o no, a día de hoy nadie puede discutir la existencia de un marco legislativo a nivel europeo que determina la necesidad (obligación) de continuar desarrollando renovables en el seno de la Unión Europea: el objetivo global de lograr que en 2020 un 20% de la energía consumida en la Unión Europea tenga origen renovable, que a su vez se traduce en distintos objetivos individuales para cada Estado miembro que son de obligado cumplimiento. Además, y a mayor abundamiento, la apuesta de Europa por las renovables fue reafirmada con la reciente aprobación de otro objetivo más ambicioso y también vinculante para el año 2030: el 27% de energía consumida a nivel europeo en 2030 deberá tener origen renovable, objetivo global sin traducción de momento en objetivos nacionales.

De esta manera, teniendo en cuenta la apuesta europea por continuar con el desarrollo de las energías renovables, apuesta traducida en la existencia de objetivos claros y obligatorios, no hay duda de que sigue siendo necesario invertir en renovables y no es correcto, por tanto, defender lo contrario. En esta línea se encuentra el borrador de Política Energética de España para el 2020<sup>2</sup>, que apunta (con independencia de que en los últimos años el Gobierno español no se haya caracterizado por tener una visión favorable hacia las renovables) a la necesidad de instalar entre 4 y 6 Gigawatios adicionales de energía eólica si España quiere cumplir con los objetivos europeos marcados para el año 2020.

### 2.2. COMPETITIVIDAD DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

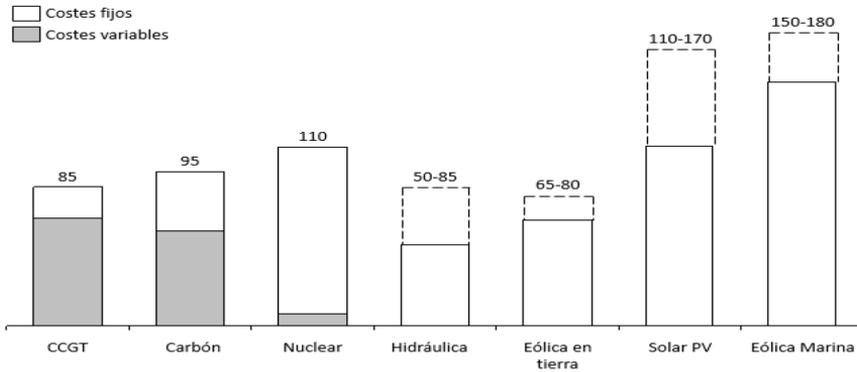
Parece entonces libre de discusión la necesidad de continuar incentivando el desarrollo de nueva capacidad renovable; ahora bien, es importante resaltar que esta afirmación no significa que las renovables necesiten subvenciones.

Así, las renovables maduras, en particular la energía eólica en tierra, ya no necesitan ningún tipo de subvención –siempre hablando de plantas de nueva instalación–. En particular, desde el punto de vista de costes nivelados<sup>3</sup>, como se puede ver en el gráfico 2, las renovables maduras y en especial la eólica en tierra son la opción de generación más barata y por lo tanto, como ya señalamos, no necesitarían subvenciones.

2. *Planificación Energética 2015-2020*. <http://www.minetur.gob.es/ENERGIA/PLANIFICACION/PLANIFICACIONELECTRICIDADY GAS/DESARROLLO2014-2020/Paginas/desarrollo2014.aspx>

3. Comúnmente conocido como LCOE en sus siglas en inglés, *levelized cost of energy*.

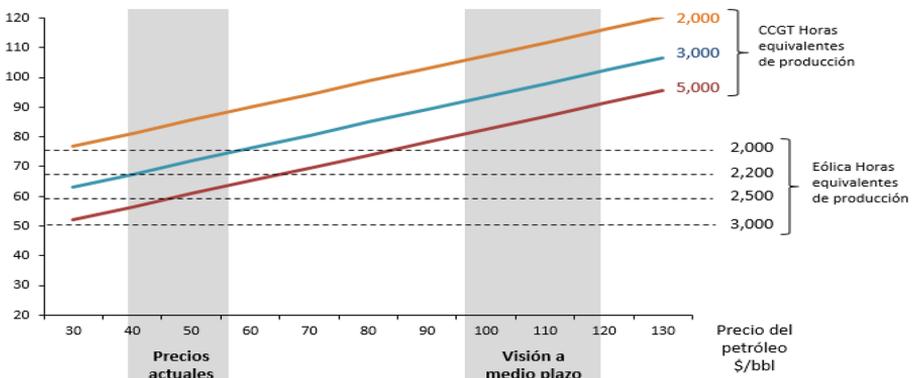
GRÁFICO 2.—Coste nivelado de generación para diversas tecnologías, en  $E_{2014}/MWh$



Fuente: Elaboración propia.

La comparativa entre las fuentes de generación renovable y las convencionales es muy sensible a las hipótesis de precios de combustibles que tomemos para estas últimas. Así, y especialmente en lo que respecta a las centrales de gas, es legítimo en este punto hacerse la pregunta de si esta afirmación sigue siendo válida tras el desplome del precio del petróleo. La respuesta a la pregunta es afirmativa siempre y cuando se trate de parques eólicos competitivos<sup>4</sup> (ver gráfico 3).

Gráfico 3.—Coste nivelado de generación de energía eólica en tierra vs. central de ciclo combinado de gas en función de distintos precios de petróleo, en €/MWh



Fuente: Elaboración propia.

4. Parque eólico competitivo en términos de producción –con un alto factor de capacidad–.

Es decir, cuando los precios del petróleo estaban a 100 o 120 dólares el barril, prácticamente todos los nuevos parques eólicos eran más competitivos que las nuevas centrales de gas. Por el contrario, admitiendo que el precio del barril de petróleo a 40-60 dólares sea sostenible en el tiempo, la situación cambia ligeramente y lo que vemos es que únicamente los parques eólicos más productivos, con 2.500-3.000 horas equivalentes, son competitivos. Es importante destacar que la posibilidad de encontrar parques eólicos en Europa con esos niveles de producción es ya un hecho, tanto por desarrollo tecnológico de los aerogeneradores como por existencia aún de buenas localizaciones, por lo que nos reafirmamos en la conclusión de que, bajo estas premisas, la energía eólica en tierra de nueva instalación no necesita subvenciones<sup>5</sup>.

### 2.3. OPCIONES PARA EL DESARROLLO DE NUEVA CAPACIDAD RENOVABLE

Aquí es donde reside la principal incógnita y dónde encontramos confrontación entre diversos puntos de vista. Si hemos concluido en el punto anterior que la instalación de nueva capacidad renovable no necesita subvenciones, ¿cómo vamos a lograr continuar con su crecimiento?

Para dar respuesta a esta pregunta se presentan principalmente tres opciones:

- La primera alternativa, la más ortodoxa de todas, es muy simple: si las renovables no necesitan subvenciones y es necesario invertir en ellas, se tomarán las decisiones de inversión sin necesidad de que exista ningún tipo de soporte o incentivo. En esta alternativa, la remuneración de la nueva capacidad vendrá marcada exclusivamente por el precio *spot* mercado de electricidad. Esta tesis es la defendida por los que abogan por los *Energy only Markets* (Mercados de Energía), que señalan que si se deja funcionar a los mercados sin limitaciones, esta opción es la que mejor funciona y será la más eficiente.
- Hay un segundo modelo que surge como variedad del anterior, que si bien parte de la misma premisa sobre la prevalencia del mercado, reconoce la necesidad de otorgar a las renovables una prima fija adicional sobre el precio de mercado ya que este puede ser insuficiente, lo que se conoce coloquialmente como un sistema de *pool más prima*.
- Por último, hay un tercer modelo que aboga por un cambio más profundo y, en concreto, por la necesidad de dar una garantía de precio, otorgando visibilidad y certidumbre a la remuneración. Este sistema es el de *contratos por diferencias*.

A continuación analizaremos en detalle cada una de las tres alternativas mencionadas, prestando especial atención a cómo cada una de ellas aborda la retribución de la nueva capacidad renovable, así como la integración de las renovables en el mercado (gráfico 4).

5. Los números mostrados reflejan cálculos realizados para Europa, si bien las conclusiones del mismo análisis hecho para EE.UU. son similares.

GRÁFICO 4.—Resumen de las tres alternativas para el desarrollo de renovables

Alternativa	Modelo de remuneración	Participación en los mercados
1 Energy only markets	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tesis más ortodoxa donde la energía es vendida directamente en el mercado (<i>energy-only market</i>) sin ningún tipo de apoyo o subvención, como cualquier otra tecnología</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Responsabilidad por desvíos y participación plena en todos los mercados</li> </ul>
2 Prima fija	<ul style="list-style-type: none"> <li>Prima fija a recibir como complemento del precio de mercado</li> <li>La prima se define a través de procesos competitivos (subastas)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Responsabilidad por desvíos y participación plena en todos los mercados</li> </ul>
3 Prima variable / CfD	<ul style="list-style-type: none"> <li>Contrato por diferencia (CfD) o prima variable a recibir como complemento del precio de mercado</li> <li>El CfD o la prima son definidos a través de procesos competitivos (subastas)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Responsabilidad reducida por desvíos y participación limitada en todos los mercados de servicios de ajuste</li> </ul>

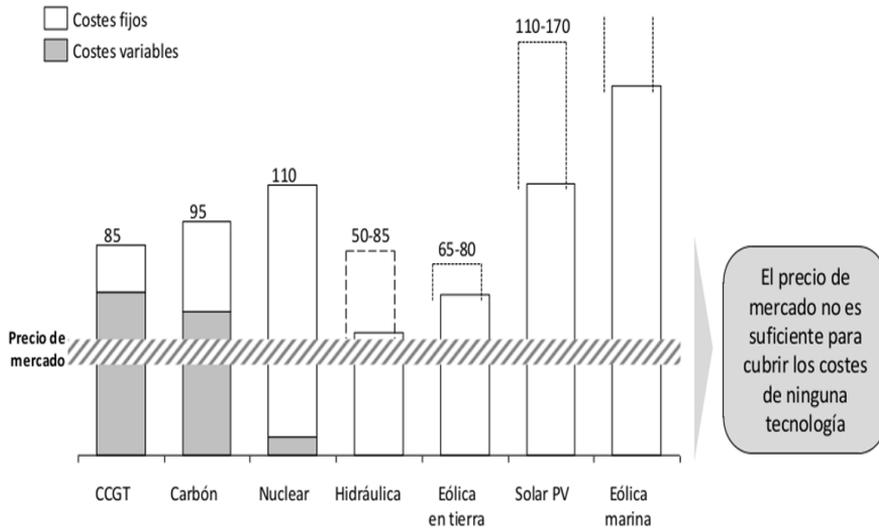
Fuente: Elaboración propia.

### 2.3.1. Sistema de mercados mayoristas de electricidad (*Energy only Markets, EoM*)

La primera tesis defiende el mercado *spot* de electricidad como el único medio para remunerar inversiones en nueva generación, sin necesitar ningún tipo de subvención o complemento adicional.

No obstante, como se puede ver en el gráfico 5, esta opción presenta un problema: en la actualidad, con independencia de la geografía en que nos encontremos, el precio del mercado *spot* de electricidad (conocido como precio de *pool*) no es suficiente para cubrir el coste no sólo de ninguna tecnología renovable, sino tampoco de ninguna otra fuente de generación, incluidas las *convencionales* como el gas o el carbón. Así, si con este sistema se pretende conseguir que se instale nueva capacidad y atraer inversión en el sector eléctrico, ya sea renovable o de cualquier otro origen, no va a ser suficiente con ofrecer únicamente las rentas obtenidas en el mercado marginalista, ya que éstas, como acabamos de ver, no van a ser suficientes para cubrir el coste de ninguna tecnología: como consecuencia, con una remuneración basada en el precio *spot*, no se invertirá.

GRÁFICO 5.—Comparación del precio de mercado con el coste nivelado de distintas tecnologías

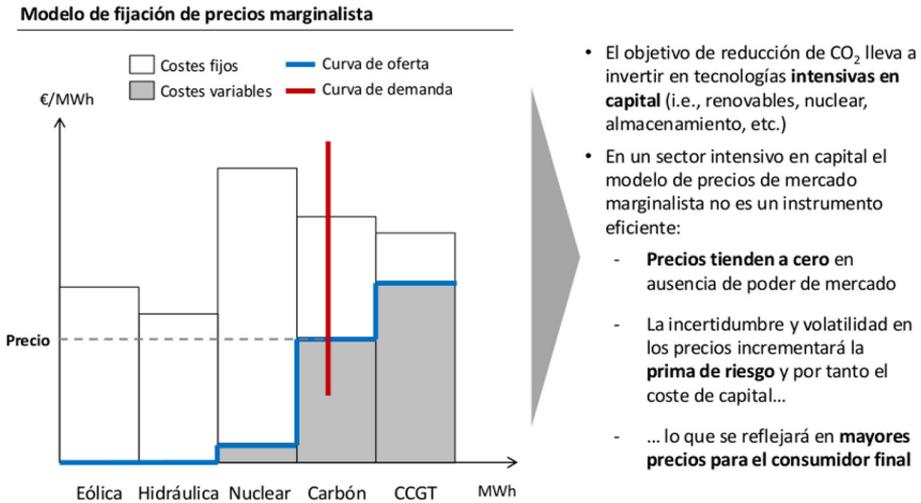


Fuente: Elaboración propia.

Se puede argumentar que esta situación es transitoria, que se trata de un problema a corto plazo y que una vez la economía europea empiece a crecer el precio de los mercados de electricidad subirá revertiendo esta situación. No obstante, en nuestra opinión esto no va a suceder, no sólo por el impacto de las medidas de eficiencia energética (también impulsadas por la Unión Europea), sino principalmente por el efecto que la nueva generación, proveniente de tecnologías intensivas en capital y con pocos costes variables, va a tener en la formación del precio:

- Siguiendo los mandatos europeos e internaciones de reducción de CO<sub>2</sub> así como los ya mencionados objetivos de renovables, la nueva capacidad a instalar en Europa será sobre todo de tecnologías que emitan poco CO<sub>2</sub>, (renovables, nuclear, bombeo...).
- Se trata de tecnologías que requieren una fuerte inversión en capital *up front* y que tienen, por el contrario, un coste de variable muy reducido.
- Con estas características, el modelo de mercado marginalista se mostrará del todo ineficaz para atraer nueva inversión, resultando en precios cada vez más volátiles y bajos: esto se ve claramente en el gráfico 6, donde la curva de la oferta (curva azul), con la entrada de tecnologías con costes variables bajos se irá trasladando cada vez más hacia la derecha del gráfico con un consecuente desplome en los precios de mercado, impidiendo viabilizar el desarrollo ninguna tecnología.

GRÁFICO 6.—*Funcionamiento del sistema de formación de precios marginalista e impacto de la entrada de nueva generación intensiva en capital*



*Fuente:* Elaboración propia.

En conclusión, pensar que se va a seguir invirtiendo en el sector eléctrico, no sólo en renovables sino en cualquier tecnología de generación, con la única señal del precio de mercado marginalista parece poco realista.

Un claro ejemplo de cómo ya los países no están buscando alternativas para atraer inversión en generación eléctrica lo vemos en el Reino Unido. Acuciado por la necesidad de instalar nueva capacidad, el Reino Unido consiguió el compromiso de construcción de una planta nuclear ofreciendo un precio conocido (90 libras por MWh indexadas) por un período de 40 años.

### 2.3.2. Mercados de electricidad con prima fija (pool más prima)

El segundo modelo surge del reconocimiento de las limitaciones del anterior y le añade la necesidad de otorgar un complemento adicional o prima a la remuneración obtenida como resultado de la participación en el mercado. Este complemento o prima sería consecuencia de un proceso competitivo, de una subasta.

Se trata de una solución «elegante», pero también adolece de limitaciones que impiden que funcione correctamente. Así, la principal desventaja de este modelo es precisamente que sigue sin ofrecer la predictibilidad en la remuneración necesaria para atraer inversiones intensivas en capital ya que, si bien es cierto que existe una prima, la mayor parte de la remuneración sigue estando expuesta al mercado, exponiendo a las renovables a riesgos que no pueden controlar.

Así, este tampoco parece un sistema adecuado para atraer inversiones; por lo que una vez vayan saliendo plantas antiguas del sistema se correrá el riesgo de tener menos potencia de la necesitada y precios, por tanto, más altos.

### 2.3.3. *Contratos por diferencia otorgados a través de subastas*

Además de lo mencionado en el análisis de las dos alternativas anteriores, hacer depender el desarrollo de las energías renovables del precio del mercado eléctrico mayorista tiene todavía menos sentido aún. No hay duda de que los mercados impulsan la eficiencia y competencia en aquellos componentes en los que se ejerce presión. En particular, los mercados eléctricos mayoristas ejercen presión sobre los costes variables (costes de combustibles principalmente) e impulsan su gestión eficiente; sin embargo, esta presión no se puede ejercer sobre las renovables: sus costes variables son muy bajos y no utilizan combustibles. Por ello, las renovables no pueden reaccionar ante las señales que ofrece el mercado *spot*.

Así, puesto que el mayor coste al que se enfrentan las renovables corresponde a la inversión inicial, tiene más sentido ejercer presión sobre este coste (competencia *ex-ante*), mediante subastas o concursos. Es nuestra opinión, por tanto, que el mejor modelo es el otorgamiento de capacidad en forma de subastas de potencia, siendo el resultado de la subasta un precio fijo conocido y estable en forma de contrato por diferencia.

La utilización de un proceso competitivo como las subastas o los concursos como medio para la adjudicación de nueva capacidad presenta tres ventajas muy claras respecto a las tarifas fijas:

- el precio resultante es claramente un precio de mercado;
- se evitan los desfases entre tecnología y precio, y
- el propio concepto de subasta permite tener un control global de los costes del sistema, controlando a través de las distintas convocatorias la cantidad de nueva capacidad a instalar.

Además, si a través de la subasta lo que se adjudica es un contrato por diferencia se logra recuperar el principal punto positivo de los sistemas de tarifa: previsibilidad y visibilidad en la remuneración, con el consiguiente impacto positivo en la financiación de nuevos proyectos.

Sobre el papel se puede achacar que con este sistema la exposición de las renovables al mercado es demasiado tenue, algo que a priori podemos admitir; no obstante, hay dos maneras de evitar esto y reforzar la participación de las renovables en el mercado:

- Haciendo que las renovables participen en los servicios del sistema siempre y cuando tenga sentido de acuerdo con las particularidades de este tipo de tecnologías (ej. intermitencia). Así, por ejemplo, las renovables podrían participar en servicios del sistema a bajar u obligarles a pagar importes razonables por las desviaciones entre la producción notificada y

la real (incurrir en penalizaciones por desvíos para, dentro de lo posible, incentivar una operación lo más eficiente posible).

- Otra alternativa sería que el contrato por diferencias otorgado no cubriera toda la producción (al menos sí una cantidad mínima para hacer financiable los proyectos), estando la producción no contemplada bajo del contrato por diferencia expuesto al mercado.

Inicialmente la Comisión Europea, y en especial la Dirección General de Competencia, pareció bastante reacia a este modelo de contrato por diferencia, posicionándose a favor de los primeros dos modelos descritos, más ortodoxos pero como hemos visto también menos eficaces. Sin embargo, últimamente parece haberse decantado por este tercer modelo, siendo la aprobación el verano pasado del nuevo modelo de contrato por diferencia en el Reino Unido un buen ejemplo.

Por último, es necesario recalcar que con la recomendación de un sistema de subastas que otorguen visibilidad a largo plazo en la remuneración no estamos inventando nada nuevo; mercados con bastante recorrido en el desarrollo de renovables como Estados Unidos o Brasil llevan tiempo funcionando de esta manera. En concreto, el mercado de Estados Unidos funciona por subastas (más o menos organizadas, más o menos centralizadas, pero básicamente siempre subastas). Es por esta razón por la que en EDP Renovables, tercer productor mundial de energía eólica, llevamos años ya realizando una importante apuesta por Estados Unidos, siendo nuestro primer mercado y donde estamos invirtiendo un 60% de nuestro presupuesto ya que las condiciones de retribución son razonables, tenemos mercado, y tenemos precios adecuados.

Por otro lado, en lo que respecta a la implementación de este nuevo modelo de subastas consideramos que, en el medio plazo y, sobre todo, con vistas al período 2020-2030, estas subastas deberían tender a ser europeas y no nacionales. Así, evocando el principio de la ventaja competitiva, pensamos que las energías renovables deberían desarrollarse en aquellos lugares de Europa donde existe el mejor recurso, lo cual no implica que fuera en todos los países por igual. Esto conllevaría que su coste (las primas) debería ser repartido entre todos los Estados miembros (*mutualización* de la prima). Lograr este cambio de paradigma en el desarrollo de las energías renovables, y especialmente en lo que concierne a la *mutualización* de las primas, será complicado, pero una vez realizado tenemos confianza en que permitirá un desarrollo mucho más eficiente y eficaz de las energías renovables en Europa.

Para lograr esta *europización* será clave impulsar el desarrollo de las interconexiones entre los distintos Estados miembros, especialmente aquellas entre la Península Ibérica y Francia.

Finalmente, hay que destacar que aunque todo lo anterior se ha comentado desde la perspectiva del productor, encaja totalmente con la perspectiva del regulador y del sistema. El regulador deberá buscar los costes más bajos para el consumidor. Para un nivel requerido de creación de valor para el productor, la remuneración necesaria (y por tanto el coste para el consumidor) será menor cuanto

mayores sean la certidumbre y la visibilidad. Mayor visibilidad implica menor riesgo, de ahí menores costes financieros y, por lo tanto, una menor rentabilidad exigida a la inversión. Esta menor remuneración beneficiará a los consumidores finales que pagarán menos por su electricidad.

De todos los esquemas presentados, el contrato por diferencias es el que se adaptada más a estas condiciones. Por tanto, es el sistema que permite alcanzar los objetivos a un menor coste para el sistema y para el consumidor.

### 3. Conclusión

Las energías renovables pueden y deben integrarse progresivamente en el mercado. No obstante, como ha quedado patente a lo largo del texto, no nos referimos a una simple exposición de las energías renovables al precio *spot* del mercado eléctrico (como postulan los defensores de los *Energy only Markets*), sino a un mercado basado en la competencia *ex-ante* a través de subastas y concursos.

El resultado de estos concursos será la adjudicación de un contrato por diferencia, garantizando con ello a los inversores visibilidad y certidumbre en su remuneración futura. La visibilidad y la certidumbre son elementos clave para el efectivo desarrollo de nueva capacidad ya que son requeridas para la obtención de financiación. Además de cruciales para los inversores, estos dos elementos son clave también para los consumidores, ya que mayor certidumbre y visibilidad sobre la remuneración se traduce en menor rentabilidad exigida por el inversor y, por tanto, en menor coste para el consumidor.

Por último, recalcar que por encima de todo cualquier cambio o nuevo sistema que se pretenda implantar deberá respetar un principio básico, la inexistencia de cambios retroactivos que afecten a inversiones ya realizadas.



## PARTE II

# LAS INFRAESTRUCTURAS DE RED COMO FACTOR DE COMPETITIVIDAD: INTERCONEXIONES



## MODERNIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE LAS REDES ELÉCTRICAS EN EUROPA: LAS REDES INTELIGENTES<sup>1</sup>

MANUEL SÁNCHEZ-JIMÉNEZ

*Dirección General para la Energía, COMISIÓN EUROPEA*

### **1. La política energética de la Unión y las necesidades de flexibilidad y redes inteligentes**

Estamos siendo testigos de grandes cambios en la forma en la que la electricidad es producida, transmitida y utilizada. Estos cambios son impulsados por nuestra política de energía y clima de la UE que pretende una transición energética rentable, al equilibrar la competitividad, la sostenibilidad y la seguridad del suministro. Esto requiere la implementación tanto de la legislación actual y de las normas de mercado competitivo, como de la transición hacia una mayor flexibilidad del sistema energético, sobre todo en lo que se refiere a la integración de las fuentes de energía renovables y la mayor electrificación de los usos energéticos, como por ejemplo los vehículos eléctricos.

La iniciativa *Energy Union* establece el marco para la gestión eficiente de esta transformación. Se basa en cinco dimensiones que se refuerzan mutuamente: el mercado interior, la eficiencia energética, la des-carbonización, la seguridad energética y la investigación e innovación.

Los mercados de energía y las infraestructuras energéticas tienen que estar preparados para las nuevas exigencias del sistema energético. Las redes inteligentes son claramente uno de los elementos clave para la realización de la *Energy Union*, tanto en términos de infraestructura como de mercado. Son una parte importante de la solución para la gestión de nuestras redes, marcadas por una creciente integración de las energías renovables y, en general, de generación descentralizada, nuevas cargas, así como la creación de nuevos servicios con claro

---

1. Este texto es responsabilidad exclusiva del autor. La Comisión Europea no se hace responsable del uso que pueda hacerse de la información contenida en el mismo.

valor añadido para el consumidor final, tal y como la gestión de la demanda. Por otra parte, las tecnologías inteligentes, incluyendo los sistemas de medida inteligentes, permitirán a los consumidores obtener beneficios del mercado de la energía al tomar el control de su consumo de energía y poder proporcionar su flexibilidad al sistema. Esto es parte del *nuevo acuerdo* para los consumidores en la *Energy Union*.

Las redes inteligentes son también parte de la innovación y competitividad de la *Energy Union*. Proporcionan una oportunidad importante a los fabricantes europeos de desarrollar soluciones inteligentes atractivas y aumentar su competitividad global.

## 2. Experiencias acumuladas en la Unión

Los sistemas de medición inteligentes son un componente básico de la red inteligente. Hoy en día, la medición inteligente es una tecnología madura y su despliegue facilitará la integración de innovación y nuevas tecnologías en la red. Si los planes de los Estados miembros se materializan con una inversión esperada de 35.000 millones de euros en aproximadamente 200 millones de medidores, alrededor de 3 de cada 4 hogares y las empresas tendrán sistemas de medición inteligente de electricidad europeos en el 2020. Además, cerca de 40 millones de medidores inteligentes de gas están pendientes de instalarse para el 2020, lo que representa una inversión adicional de unos 10 millones de euros. La cuestión clave es si todos los equipos que están siendo instalados en 17 países de la Unión están diseñados para dar unos servicios mínimos recomendados por la Comisión para beneficio de los consumidores finales, y si estos equipos siguen los estándares desarrollados recientemente que hacen que los sistemas sean interoperables.

En los últimos cinco años, la Comisión Europea ha estado monitorizando los proyectos de redes inteligentes en Europa para identificar buenas prácticas y experiencias acumuladas así como el estado de madurez de las diversas soluciones probadas en proyectos piloto. Hasta la fecha se han analizado 450 proyectos con una inversión total de unos 3.150 millones de euros. El último inventario de proyectos se publicó en 2014 y está disponible en <http://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-grids-observatory>. En él se identifican las aplicaciones claves de las redes inteligentes y sus diferentes estados de madurez, tales como soluciones para la gestión de redes inteligentes, a las que se les ha dedicado la mayor inversión, o la integración de generación distribuida, renovable en la mayoría de los casos. Los resultados de los proyectos muestran que las soluciones técnicas para la integración de soluciones inteligentes e innovadoras se están consolidando satisfactoriamente.

Las inversiones en proyectos de domótica también están en constante aumento, mostrando una creciente atención a la interacción entre nuevas soluciones tecnológicas y los usuarios finales. Actitudes, preocupaciones y expectativas de los consumidores se tienen cada vez más en cuenta durante el diseño de estas nuevas soluciones tecnológicas y en el desarrollo de estrategias que animen la

participación de los consumidores. Sin embargo, a pesar de que los clientes y las aplicaciones domésticas inteligentes han sido blanco de muchos proyectos de redes inteligentes, todavía están en fase de demostración y se necesitan aún más esfuerzos para su escalabilidad y replicación antes de pasar a la fase de despliegue.

De cara al futuro, para mantenerse en la vanguardia, la I+D europea en tecnologías inteligentes debe de abarcar también una nueva generación de tecnologías de apoyo, tales como la electrónica de potencia y soluciones de almacenamiento.

### 3. Posibilidades financieras actuales

En general, se estima que para mejorar la automatización y el control de las redes eléctricas, el desarrollo de aparatos inteligentes que faciliten la flexibilidad de la demanda y casas inteligentes, infraestructura para vehículos eléctricos de carga, etc., la UE tendrá que haber invertido unos 480.000 millones de euros en 2035.

Además de *Horizonte 2020* para proyectos de I+D, instrumentos adicionales que se pueden usar en fondos que financian proyectos de redes inteligentes son los siguientes:

- *Conectando Infraestructura Europa* (con las siglas en inglés CEF). Aunque está dirigido a interconexiones entre estados miembros, en determinadas condiciones también los proyectos de redes inteligentes pueden ser marcados como *proyecto de interés común* y, posiblemente, recibir fondos. Por ejemplo, tras la primera ronda de selección a primeros de año, un proyecto de redes inteligentes de *interés común* entre Irlanda y el Reino Unido recibió apoyo financiero de 32 millones de euros.
- *Los fondos estructurales*. La inclusión de estos fondos para proyectos de redes inteligentes queda bajo la responsabilidad de los Estados miembros, tal y como se contempla, por ejemplo, en los planes de Grecia, Polonia y Rumania.
- *Fondo Europeo de Inversiones Estratégicas* (con las siglas en inglés EFSI). Este es un nuevo instrumento de préstamo que será gestionado por el Banco Europeo de Inversiones (BEI). Se espera que entre en funcionamiento este verano y que pueda proporcionar financiación (préstamos, garantías, la equidad, etc.) a proyectos comercialmente viables, incluyendo las redes inteligentes. A través de contactos directos con los Estados miembros y las partes interesadas, recientemente se han identificado cerca de 80 proyectos de redes inteligentes con una inversión total estimada de 67.200 millones de euros. El contenido de estos proyectos es bastante heterogéneo y va desde proyectos locales de redes inteligentes a despliegues masivos de contadores inteligentes, con un volumen de inversión de hasta 8 millones de euros. Aproximadamente la mitad de los proyectos se refieren al despliegue de contadores inteligentes, mientras que la otra mitad cubre principalmente las inversiones en sistemas de automatización

y control. Estos proyectos representan inversiones viables, es decir, inversiones que no se convertirán en activos varados sino partes de soluciones inteligentes para mejorar las redes, hacerlas más fiables, eficientes y flexibles. Para garantizar este efecto, los estándares de redes inteligentes recientemente adoptados serán una condición previa así como una garantía importante.

## RED DE INTERCONEXIONES DE GAS FRENTE AL MERCADO INTERIOR

JOSÉ MARÍA EGEA KRAUEL

*Director General de Planificación Energética  
GAS NATURAL FENOSA*

### **1. Interconexiones energéticas en la Unión Europea**

La legislación Europea reconoce la necesidad de desarrollar las interconexiones energéticas con el objetivo de completar el mercado interior de la energía.

Con el fin de asegurar el suministro de electricidad al precio más competitivo posible para los consumidores y la industria, la *Directiva 2009/72 del Mercado Interior de electricidad* establece la conveniencia de seguir desarrollando las interconexiones transfronterizas.

De otro lado, la *Directiva 2009/73 del Mercado Interior de gas* señala que se debe avanzar en el desarrollo de un auténtico mercado interior del gas natural mediante una red conectada en toda la Comunidad y que este debe ser uno de los principales objetivos de la presente Directiva.

La Asociación Europea de los Reguladores (ACER) ha estimado que la insuficiencia de interconexiones en el mercado mayorista de gas generó unas pérdidas de cerca de 7.000 M/€ en el 2013, según se desprende de los datos publicados en la revisión y actualización del *ACER Gas Target Model*.

Por su parte, la Comisión Europea, en su documento *Estrategia Europea de la Seguridad Energética* (Mayo 2014), establece que un mercado interior de la energía verdaderamente integrado y competitivo precisa no sólo un marco regulador común, sino también un importante desarrollo de infraestructuras de transporte, en particular, conexiones transfronterizas entre los Estados miembros.

En las *Conclusiones del Consejo Europeo sobre el Marco de Clima y Energía 2030* (Octubre 2014), se acordó que se tomarán medidas urgentes para alcanzar un objetivo mínimo del 10% de las interconexiones de electricidad existentes con carácter de urgencia y a más tardar en 2020, al menos para los Estados miembros

que no hayan logrado un nivel mínimo de integración en el mercado interior de la energía, que son los Estados Bálticos, Portugal y España. La Comisión informará regularmente con la finalidad de alcanzar un objetivo del 15% en 2030.

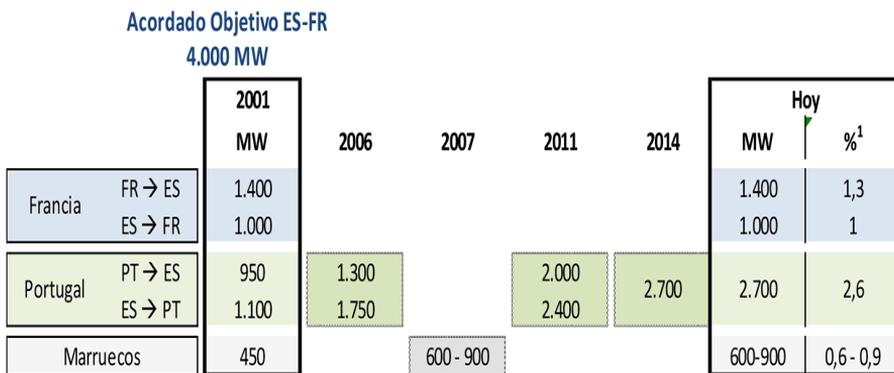
El Mercado Interior de la Energía en la Unión Europea es inalcanzable si los mercados nacionales no están conectados con las infraestructuras transfronterizas suficientes. España no podrá formar parte del Mercado Interior Europeo de la Energía si no dispone de la capacidad de interconexión energética mínima que permita acceder a los mercados europeos.

## 2. Situación de las interconexiones en España

### 2.1. INTERCONEXIONES DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

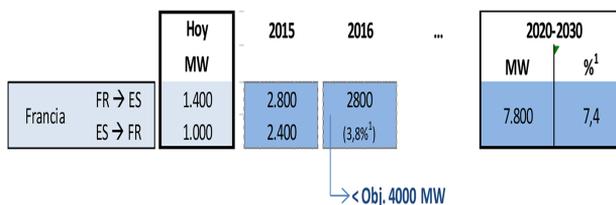
El desarrollo de las interconexiones eléctricas en España ha tenido una lenta evolución a lo largo de los últimos años, según se muestra en el gráfico 1.

Gráfico 1.–Evolución interconexiones eléctricas en España periodo 2001-2015



1. Relación de la capacidad de transporte sobre la potencia de generación instalada en España (105.000 MW).

GRÁFICO 2.–Evolución capacidad interconexiones eléctricas en España previsión periodo 2015-2020/2030



Los datos anteriores evidencian que el desarrollo de la interconexión eléctrica entre España y Francia está muy lejos de ser suficiente para lograr la integración de nuestro mercado con el mercado europeo.

2.2. INTERCONEXIONES DE GAS EN ESPAÑA

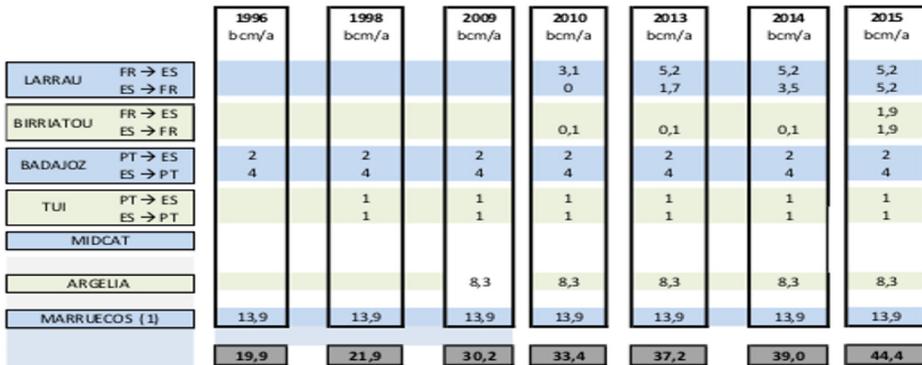
El desarrollo de interconexiones de gas en España ha tenido una evolución notable a lo largo de los últimos años, según se muestra en el gráfico 3.

La *Iniciativa Regional del Sur* compuesta por reguladores, transportistas y empresas comercializadoras de Francia, España y Portugal ha tenido un papel importante en la promoción de su desarrollo.

El mecanismo empleado para decidir la inversión en dichas interconexiones y asignar la capacidad ha sido el de *open season* (por el cual se consulta al mercado sobre sus necesidades, se dimensiona el proyecto y finalmente se requieren compromisos vinculantes, en este caso por 10 años, a las comercializadoras).

Se lanzaron dos procesos *open season* (2013 y 2015), que han dado lugar a la ampliación de capacidad de Larrau y Biriattou pero no de MIDCAT.

GRÁFICO 3.–Evolución interconexiones de gas en España periodo 1996-2015



(1) Incluye la capacidad total que también da servicio a Portugal.

2.3. CASO MIDCAT

Se considera que el proyecto MIDCAT es esencial para el desarrollo del Corredor de gas Norte-Sur, identificado en el *Reglamento (UE) N° 347/2013*<sup>1</sup>. De

1. Interconexiones de gas en el eje Norte-Sur de Europa Occidental (*NSI West Gas*): infraestructuras de gas para los flujos de gas del eje Norte-Sur en Europa Occidental para seguir diversificando las rutas de suministro e incrementar la capacidad de entrega de gas a corto plazo.

hecho, ha sido identificado como proyecto de interés común asociado a dicho corredor.

Como ya se ha señalado, el resultado de la *open season* 2015 fue desfavorable para esta interconexión. La principal dificultad que experimentó fue que se solicitan compromisos vinculantes a los agentes por un periodo de 10 años, los cuales en el contexto actual son difíciles de asumir por el mercado. Además sus costes, muy elevados en la vertiente francesa (el doble de los costes de infraestructuras equivalentes si se hicieran en España), fueron una barrera para el éxito del proyecto.

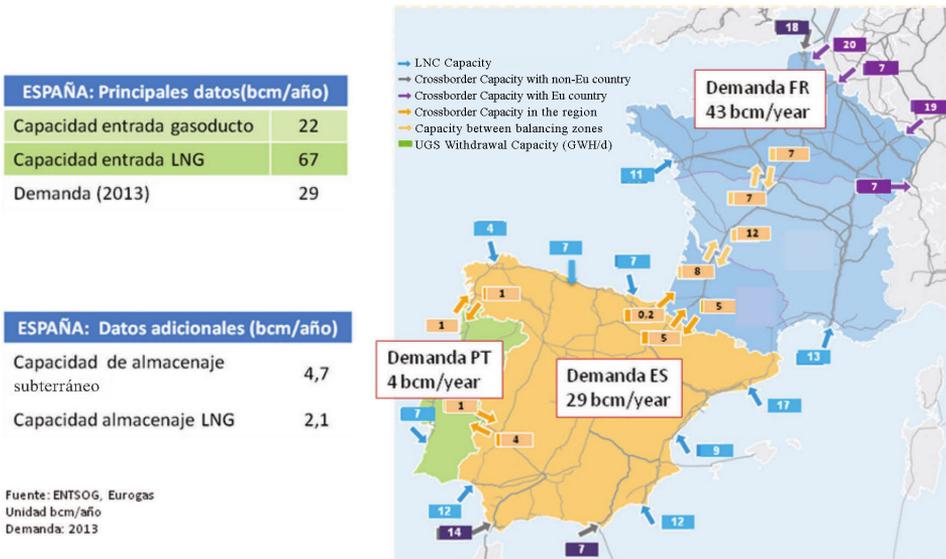
### 3. Contribución de España a las interconexiones europeas. Infraestructuras de gas

#### 3.1. CAPACIDAD DISPONIBLE

España cuenta con una importante infraestructura de plantas de regasificación con acceso regulado que actualmente tienen capacidad disponible, por lo que si hubiese mayor capacidad de interconexión se podría contribuir a mejorar la competitividad, a diversificar el número de proveedores y a aumentar la seguridad del suministro de gas en Europa.

En el mapa 1 se muestran las actuales infraestructuras de gas de España, tanto gasoductos con interconexión como terminales de GNL.

MAPA 1.-Principales infraestructuras de gas en España: gasoductos y terminales de GNL (Febrero 2015)

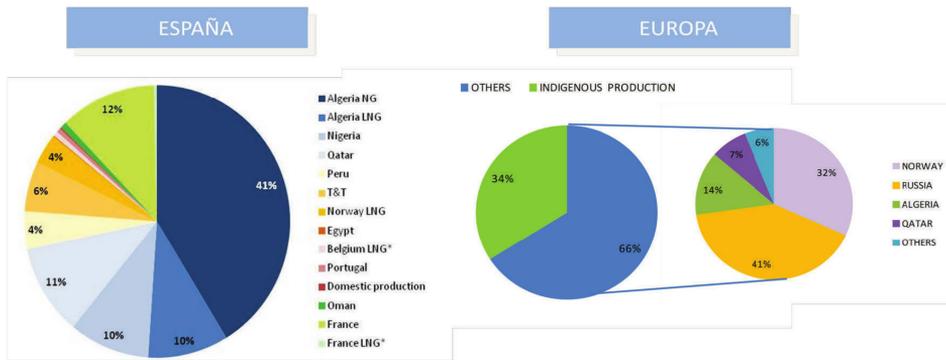


3.2. CARTERA MUY DIVERSIFICADA

España puede contribuir a mejorar la competencia entre productores y a incrementar la seguridad de suministro de gas en la UE al disponer de una cartera de aprovisionamientos muy diversificada, a diferencia de la media europea.

El detalle de las fuentes de suministro de gas de España y en Europa es el que se detalla en el gráfico 4.

GRÁFICO 4.–*Cartera de proveedores de gas de España vs. proveedores de gas de la UE (2013)*

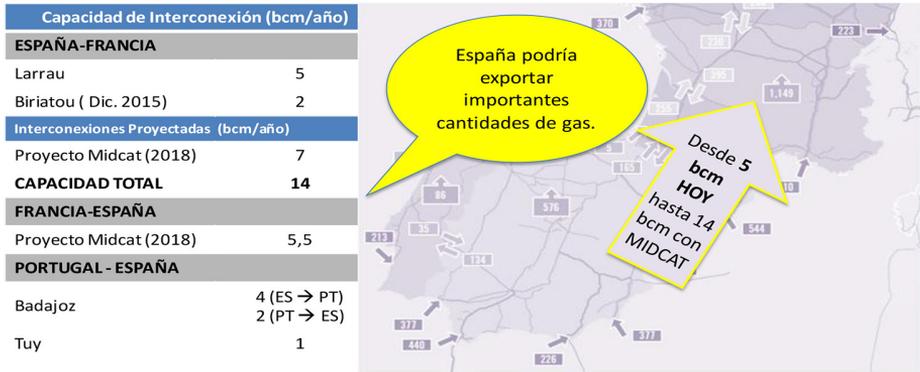


Fuente: CNMC, 2013, EUROGAS.

3.3. SEGURIDAD DE SUMINISTRO

Según indica la Comisión Europea en su *Estrategia Europea de la Seguridad Energética* (mayo 2014), se han identificado los proyectos críticos para la seguridad energética de la UE en el corto y medio plazo, de los cuales 27 son de gas y 6 de electricidad. La mayoría de ellos están situados en el Este y Sur de Europa y ayudarán a poner fin al aislamiento energético de Portugal y España.

MAPA 2.—Incremento capacidad de interconexión de gas España-Francia con el proyecto MIDCAT (febrero 2015)



El proyecto MIDCAT contribuiría a la seguridad de suministro en el Centro-Norte de Europa, a la creación del mercado interior y la formación de una auténtica *Energy Union*.

### 3.4. BENEFICIOS DE LAS INTERCONEXIONES DE GAS CON FRANCIA

Según se ha comentado en los anteriores apartados, la contribución de España a las interconexiones europeas se puede resumir según se indica en el gráfico 5.

GRÁFICO 5.—Beneficios de las interconexiones de gas con Francia



#### 4. Situación actual del mercado mundial de gas

El mercado del gas en el 2015 puede ser definido en base a las siguientes características:

- Se ha producido un *boom* del Shale Gas, especialmente en USA, y el inicio de exportaciones está próximo.
- La demanda en los mercados de LATAM y Japón ha registrado fuertes incrementos.
- Existen grandes cantidades de carbón en el mercado a precios muy competitivos que desplazan al gas en Europa.
- Los derechos de CO<sub>2</sub> continúan con precios deprimidos artificialmente por la política de primas a renovables, que genera una fuerte competencia del carbón en contra de los objetivos de reducción de emisiones.
- El GNL refuerza su papel en el mercado internacional de gas.
- Las renovables cobran protagonismo.
- Se ha producido un estancamiento de la demanda y hundimiento de precios del gas en Europa.
- El exceso de petróleo en el mercado hace que se hundan los precios del crudo.

#### 5. Conclusiones

Las interconexiones energéticas son elementos clave para:

- La existencia de un verdadero *mercado interior europeo de la energía*.
- La garantía de la *seguridad de suministro*.
- El cumplimiento de los *Objetivos de Clima 2030*.

Las infraestructuras de gas existentes en España podrían desempeñar un importante papel en la mejora de la competitividad y la seguridad del suministro en Europa.

Es necesaria nueva capacidad de interconexión entre Francia y España para completar el *Corredor Estratégico de gas Norte-Sur*, por su contribución a la diversificación de proveedores de gas y a la competitividad del mercado europeo de gas.

El MIDCAT contribuiría a la seguridad de suministro en el Centro-Norte de Europa, a la creación del mercado interior europeo y la formación de una auténtica *Energy Union*.



## LA SUPERGRID: UNA CONDICIÓN PARA EL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA

JOSÉ ALFONSO NEBRERA

*Director General de Servicios, Comunicaciones y Energía, ACS*

La *Supergrid* se concibe como una red, en gran parte compuesta por líneas de muy alta tensión en corriente continua, que interconecta toda Europa, permitiendo el intercambio de cantidades importantes de electricidad de un extremo a otro de su territorio, así como con los territorios vecinos.

Su función, por tanto, no sólo va más allá de la de las redes de transporte nacionales, sino que rebasa también la de muchos de los proyectos de interconexión transfronteriza que se están planteando como parte de la planificación europea, y que se conciben como de interés bilateral, para darse apoyo mutuo en caso de incidencias mayores en los sistemas que se interconectan, pero con posibilidades limitadas de servir al propósito paneuropeo descrito para la *Supergrid*.

Las decisiones europeas relativas al desarrollo de renovables y reducción de emisiones conducen inexorablemente a una Europa donde las plantas de generación del futuro deberán estar, por razones de sostenibilidad económica, en las zonas de mayor abundancia de los recursos primarios en que se apoya esta generación, principalmente viento y sol. Lógicamente, la abundancia de estos recursos primarios no tiene relación alguna con los centros de consumo, sino más bien al contrario. Sin tener que recurrir al ejemplo del viento *off-shore*, los lugares con mucho viento generalmente están poco poblados (Escocia, la costa Oeste de Irlanda); igualmente, las grandes llanuras de Castilla Mancha y Extremadura, con buena radiación solar y que podrían abastecer las necesidades eléctricas de toda Europa, tampoco tienen una gran población.

La lógica tradicional de localizar las plantas de generación en lugares próximos al consumo, con frecuencia transportando hasta ellas los recursos, sea carbón, fuel, gas natural o uranio, ya no será aplicable, sino que habrá que transportar la electricidad producida por el viento o el sol, o la gran mayoría de los

demás recursos renovables, como el hidroeléctrico, geotérmico, biomasa, oleaje o mareas, desde donde se encuentra el recurso a los centros de consumo.

Por otra parte, la intermitencia connatural de estos recursos también es un poderoso motivo para compartirlos, puesto que las menores necesidades de *back up* y la mayor gestionabilidad de un sistema único que abarque la totalidad del territorio europeo será mucho mayor y hará mucho más económica la electricidad.

Lamentablemente, la normativa europea al respecto, principalmente la Directiva de Renovables del 2009 y el Reglamento 347 del 2013 sobre interconexiones energéticas europeas, no han servido, al menos de momento, para producir la esperada revolución que debería dar lugar a la *Supergrid*.

La Unión de la Energía, que se ha convertido en uno de los pilares de la nueva Comisión Europea y es apoyada mayoritariamente por el propio Parlamento Europeo, parece alejada de las ideas y políticas prácticas de la mayor parte de los Estados miembros, que miran a corto plazo a sus intereses políticos, mientras que siguen contemplando la energía, la política energética y la política relativa a la infraestructura de transmisión desde una óptica exclusivamente nacional. Desde esta óptica, incluso las interconexiones transfronterizas se ven como una forma de reforzar la seguridad del suministro a escala nacional, pero no como la vía de exportar e importar de forma sistemática cantidades importantes de electricidad.

Mientras que en el caso del gas natural se ha realizado algún avance, provocado por la crisis de Ucrania, especialmente en lo que se refiere a grandes gasoductos multinacionales, de auténtico interés europeo, muy poco se ha avanzado en el desarrollo de las grandes prioridades de interconexión eléctrica que establece el Reglamento 347.

Mientras tanto, la gran mayoría de los Estados miembros no han publicado las guías de aplicación a las que les obliga el Reglamento, que es opuesto a las legislaciones nacionales de países tan importantes a este respecto como España y Francia.

El mal funcionamiento de los mercados de electricidad en el entorno de elevada participación de las renovables, el distinto tratamiento nacional de las inversiones en generación y transmisión y la obsesión de algunos países por la autonomía eléctrica, con la mayor generación posible dentro de sus fronteras, independientemente del coste económico o ambiental (atención: autonomía eléctrica, que no energética, ya que estos mismos países importan la gran mayoría de otros vectores energéticos, como el gas o el petróleo), no ayudan al desarrollo de soluciones comunes para cuestiones clave, como la ubicación de las nuevas plantas de generación desde una óptica paneuropea y la planificación de la transmisión nueva como una consecuencia natural de la localización y características de la nueva potencia instalada.

Solo Alemania, y aun así con una visión egocéntrica, parece avanzar seriamente en un nuevo concepto de generación y transmisión, fuertemente condicionado por el abandono progresivo de la nuclear y su sustitución por renovables, especialmente eólica *off-shore*.

A nivel europeo, cuestiones como la asignación de costes de la nueva infraestructura están lejos de estar resueltas, y se sigue partiendo de bases miopes: es como si cuando se planificase una línea eléctrica desde Madrid a Barcelona hubiera que asignar su coste entre los consumidores de todas las regiones afectadas, en lugar de mutualizarlo a nivel nacional.

Otra cuestión es la debilidad de las instituciones europeas en esta materia; tanto ENTSO-E como ACER están lejos de su consolidación como entidades con una visión exclusivamente europea. Desde algunos Operadores de Sistema (TSOs) se ve a ENTSO-E más como un club para defender sus intereses que como una institución que tiene encomendada por el Parlamento, a través del Reglamento 347, la importante función de planificar la red de transmisión europea.

Como consecuencia de estos factores, el resultado de la planificación es más un conjunto de actuaciones aisladas, de interés casi siempre nacional o bilateral, que lo que podría corresponder al concepto de *Supergrid* como encarnación de las prioridades del Reglamento 347.

Como reacción a esta ausencia de auténtica vocación paneuropea, cada vez más voces en Europa reclaman un *cuarto paquete* que ayude a superar esta situación, que en parte se fundamenta en la ambigüedad del Tratado de Lisboa en materia de competencias en energía.

Por su parte, asociaciones de la industria como *Friends of the Supergrid* están preconizando cambios acelerados que permitan hacer realidad lo que desde las instituciones europeas se percibe unánimemente como esencial para el futuro de Europa: un mercado único, apoyado:

- a) *desde el punto de vista de la infraestructura*, en una *Supergrid* que asegure la óptima asignación de los recursos y que haga viable un *mix* de generación cada vez más renovable y más económico, donde los recursos naturales de todos se pongan en común;
- b) *desde el punto de vista institucional*, en una lectura amplia de los Tratados que permita el reforzamiento de las instituciones europeas en esta materia y la aplicación inmediata y general de la legislación europea en vigor;
- c) *desde el punto de vista regulatorio*, en una armonización del funcionamiento de los mercados, incluyendo un tratamiento homogéneo de las renovables, y
- d) *desde el punto de vista financiero*, en la adopción de nuevos esquemas y regímenes de garantías que permitan atraer las ingentes cantidades de capital necesarias.

Sólo sobre estas bases podremos construir un verdadero mercado único europeo de la electricidad y, consecuentemente, un sistema eléctrico europeo ambientalmente sostenible, que contribuya al liderazgo tecnológico e industrial europeo y que en unos años sea una herramienta clave de nuestra competitividad internacional.

El éxito que tenga la Comisión en el desarrollo de la Unión de la Energía va a depender, entre otros muchos factores, de los resultados del próximo COP 21 y de la evolución de las políticas nacionales en varios de los Estados miembros. Esperemos que, en un entorno de mayor crecimiento económico, la solidaridad y la confianza mutua ganen la partida al egoísmo y la desconfianza hacia el vecino, y podamos avanzar seriamente hasta este gran objetivo, cuyo éxito mejorará a largo plazo las condiciones de vida de todos los europeos.

## NUEVOS RETOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ANTE EL MERCADO INTERIOR DE LA ELECTRICIDAD

JOSÉ MANUEL REVUELTA MEDIAVILLA

*Director de Operaciones y Mantenimiento Infraestructuras Iberia  
ENDESA*

### 1. Introducción

Por paradójico que pueda parecer, los próximos retos que hemos de afrontar en el ámbito de la distribución eléctrica se sitúan casi en el extremo opuesto a la integración global, porque nuestro principal reto es, precisamente, gestionar lo local.

Estamos viviendo cambios motivados tanto por aspectos regulatorios –europeos y españoles–, como por aspectos tecnológicos que van a modificar de forma muy profunda nuestro sector.

Los principales objetivos europeos en materia de energía son seguridad de suministro, lucha contra cambio climático, competitividad en el sector...Y todos ellos alientan tendencias inducidas muy claras; entre ellas, la descentralización, el auge del aprovechamiento de las fuentes energéticas renovables con instalaciones muy pequeñas y un entorno de relación con clientes y nuevos agentes que nos obliga a conseguir una enorme flexibilidad. Aspectos todos a los que el distribuidor debe adaptarse.

### 2. Nuevos conceptos, retos y posibilidades

En este contexto, surge el concepto de *smart grids* (redes inteligentes), que aún está en sus inicios y al que le falta concreción, porque tiene aspectos que se hallan por definir, que pueden tardar en llegar y que pueden condicionar sustancialmente nuestras vidas.

Cuando hablamos de *smart grids*, estamos hablando de eficiencia energética, generación renovable y distribuida, almacenamiento de energía, sistemas de información, edificios inteligentes, usuarios activos e informados, iluminación pública eficiente, movilidad eléctrica, telegestión...

En este último caso, es verdad que sabemos que en 2018 todos tendremos en España un contador inteligente, pero aún no sabemos cómo evolucionará el almacenamiento de la energía o qué va a pasar con ese material nuevo, el grafeno, cuya evolución, si cumple las expectativas, cambiará de manera muy relevante los planes de las empresas del sector.

¿Cuáles son los cambios más importantes? Hasta ahora, la red, el transporte, el consumidor..., todo esto se hallaba muy ordenado, regularizado, era muy secuencial. El gran cambio que se produce hoy es que se registra una enorme integración de nuevos servicios. Hablamos de una generación centralizada, pero también de una generación distribuida. En el marco de las presiones que se están recibiendo, si el acceso a la red continúa ordenado igual que en este momento y no se controla bien, se producirá una situación de desorden. La demanda puede llegar a condicionar la generación y no a la inversa, como venía ocurriendo. Si la tecnología y la regulación evolucionan, como estamos viendo actualmente, el cliente alcanzará un enorme poder.

Todo esto hará que los distribuidores tengan que proporcionar servicios que no están aún desarrollados y que, por tanto, habrán de desarrollar. Los clientes serán nuevos, diferentes, porque también podrán ser generadores y no sólo consumidores; y dispondrán de una oferta en tiempo real procedente de fuentes de energías muy variadas. Ahora, por ejemplo, en los nuevos desarrollos inmobiliarios, se cuenta con gestores de energía propios que pueden elegir entre activar una bomba de calor o una caldera de gas en función de las ofertas que se registren en breves periodos de tiempo. La seguridad de suministro, en estas circunstancias de dispersión de agentes, puede estar muy condicionada.

Otro gran cambio que tenemos que afrontar es en la planificación. Ahora hacemos inversiones a cuarenta años. Pues bien, estas inversiones, en un escenario tecnológico como el que se está evidenciando, y en el que se podrá hacer una gestión activa de la demanda, quizá sean finalmente necesarias, pero quizá debieran hacerse allá donde la generación distribuida tiene menos posibilidades de introducirse.

Tengamos en cuenta también los servicios al cliente. Obviamente, en el marco actual de desarrollo de las tecnologías de la información y la comunicación (TIC) y el *big data*, los nuevos servicios o las nuevas formas de suministrar los servicios existentes adquieren una relevancia muy clara. Para afrontar este gran cambio, todas las grandes empresas tenemos iniciativas, proyectos y experiencias pilotos que nos permiten experimentar y estar preparados para donde y cuando pueda surgir ese punto de inflexión a partir del cual todo se dispare. Pero todavía existen dudas.

### 3. La regulación y la retribución, factores esenciales

Por eso, es muy importante disponer de una regulación y de una visión centralizada que empujen en la dirección correcta. En este sentido, una apuesta muy importante del regulador español ha sido la de los contadores inteligentes. Tras el Real Decreto sobre el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) y la plena implantación del nuevo sistema de tarificación por horas, veremos cómo y hasta dónde esa apuesta se materializa en beneficios para el cliente. Sin duda, tener una curva horaria facilita servicios de gestión de la demanda; no obstante, quizá aquí, y tal vez empujadas por las propias empresas, las expectativas sean mayores que las posibilidades reales que van a surgir. En todo caso, es una buena forma de sensibilizar al cliente sobre el nuevo poder que tiene en este marco.

Otro cambio de paradigma donde el regulador podría hacer mucho más es el vehículo eléctrico, y su acción puede modificar profundamente el sistema. Habría que desarrollar una adecuada planificación, por lo menos a escala local, y el distribuidor tendría que jugar un papel importante en ella como elemento homogeneizador para que no ocurra, como de hecho está ya pasando, que se generen redes de cargadores de vehículos que son incompatibles entre sí, porque tienen sistemas distintos. Deberíamos parecer nos más a Noruega, donde todo esto se encuentra mucho más centralizado y homogeneizado; quizá sin grandes inversiones, pero con una correcta planificación.

En todo caso, debemos reconocer que el nuevo marco retributivo que afecta a estas cuestiones es adecuado en diversos aspectos. Da certidumbre en lo que se refiere a la planificación *ex ante*, para que la inversión se haga con seguridad; y el sistema de RAB estándar a nivel europeo también da seguridad. Pero hay un detalle no precisamente menor que se halla aún por solventar: este marco, adecuado teóricamente, debe ser calibrado en la práctica; y los aspectos retributivos prácticos y reales se han convertido en un problema esencial. Ahora mismo, el mundo del capital es global; y competir no ya con países de nuestro entorno, que también, sino con países latinos y norteamericanos que están retribuyendo de una forma más adecuada las inversiones en este terreno, hace que las que se realizan aquí resulten cada vez más difíciles de justificar.

Desde Endesa, también podemos compararnos con nuestros socios italianos. En Italia, todas las inversiones tecnológicas en *smart grids* tienen 200 puntos básicos de mejora sobre el WACC normal, que es muy parecido al nuestro. Por tanto, resulta perfectamente lógico y legítimo que un inversor que esté dispuesto a invertir en España o en Italia termine optando por Italia. Por consiguiente, el aspecto retributivo es algo que debemos aún solventar.

Otros temas muy importantes son la estandarización y la interoperabilidad. Ante inversiones como las que hay que realizar en vehículo eléctrico, por referirme solo a las más inmediatas, imaginémosnos que el fracaso al que nos enfrentaríamos fuera que los sistemas de recarga resultaran distintos según la ciudad, la comunidad, o el municipio. Sería un drama que dificultaría mucho su despliegue. Por eso, queremos poner el tema sobre la mesa, a fin de que sea el regulador quien lidere este tipo de cuestiones para crear estándares y un marco retributivo adecua-

do. Porque dinero va a haber, y lo va a haber en cantidades suficientes, pero tiene que haber un liderazgo en este terreno.

#### **4. Liderazgo y responsabilidad del distribuidor**

Para concluir, quiero subrayar, sobre todo, que las redes inteligentes van a estar aquí. Hay aún incertidumbre sobre cuál es el perímetro que tiene que abarcar una red inteligente. Esto es normal, dado el reto tecnológico al que nos enfrentamos, fundamentalmente asociado a los nuevos sistemas de baterías, que suponen una revolución muy importante.

Por otro lado, las TIC hacen que los clientes tengan cada vez un poder más relevante. Probablemente, este proceso empezará con los contadores inteligentes, pero el gran hito será la generación distribuida.

A su vez, el marco regulatorio asociado a la retribución es crítico y no está solventado. Por el contrario, otros países de nuestro entorno sí lo han solucionado, lo cual nos puede condicionar y costar ciertos retrasos.

Ahora mismo, el desarrollo de la telegestión en España es un caso de éxito: instalar 9 millones de contadores de aquí a 2018 era y sigue siendo un reto de especial envergadura y se ha estado a la altura de la exigencia. Esto demuestra que el distribuidor debe ser *pivotal* y clave en estos retos, porque no conviene diluir las responsabilidades. Por ello, debe liderarlas y asumirlas, a fin de hacer posible la solución de los grandes retos que tenemos por delante en el ámbito de las redes eléctricas.

## LA RED DE CLH Y SU MODELO DE COMPETITIVIDAD

JAVIER DEL NIDO PARRILLA

*Subdirector de Operaciones centralizadas, CLH*

### 1. Introducción

Los hidrocarburos líquidos se transportan de forma muy eficaz y flexible a grandes distancias a través de los buques tanque, y a muy cortas distancias por medio de los camiones cisternas que suministran de forma general a las estaciones de servicio y a los grandes clientes. Este texto se referirá a la media distancia y, en el caso de CLH, a la cadena de suministro en la Península Ibérica.

CLH es una empresa con más de 87 años de historia que desde los años 90, con su paso de compañía arrendataria del monopolio de petróleos a operadora en el mercado libre de transporte y almacenamiento de líquidos petrolíferos, ha basado su estrategia en un modelo de competitividad que se orienta en el enfoque al cliente, y la mejora continua en flexibilidad y eficiencia.

### 2. Enfoque a la competitividad en CLH

El modelo de competitividad del Grupo CLH se orienta en cuatro dimensiones. Las dos primeras, que ponen el foco en el cliente, son:

- Un paquete de servicios de transporte y almacenamiento diseñado bajo una alta conectividad con los clientes, donde la información fluye entre los sistemas de nuestros clientes y los sistemas de gestión y control de CLH de forma automática.
- Un modelo único en el mundo que permite que tras la entrega de productos en los puntos de entrada a la red de CLH, los clientes dispongan de forma inmediata de esas cantidades en las plantas de almacenamiento des-

tino sin incurrir en tiempos de transporte. Para trabajar bajo este modelo el producto es indiferenciado, es decir toda la gasolina de 95 octanos cumple las mismas especificaciones y no se diferencia según las compañías comerciales, siendo un modelo parecido al bancario.

Las dos segundas dimensiones, el campo de desarrollo de infraestructuras y el de integración de las redes de transporte y almacenamiento, están fuertemente orientadas a los aspectos de mejora de flexibilidad y eficiencia (gráfico 1).

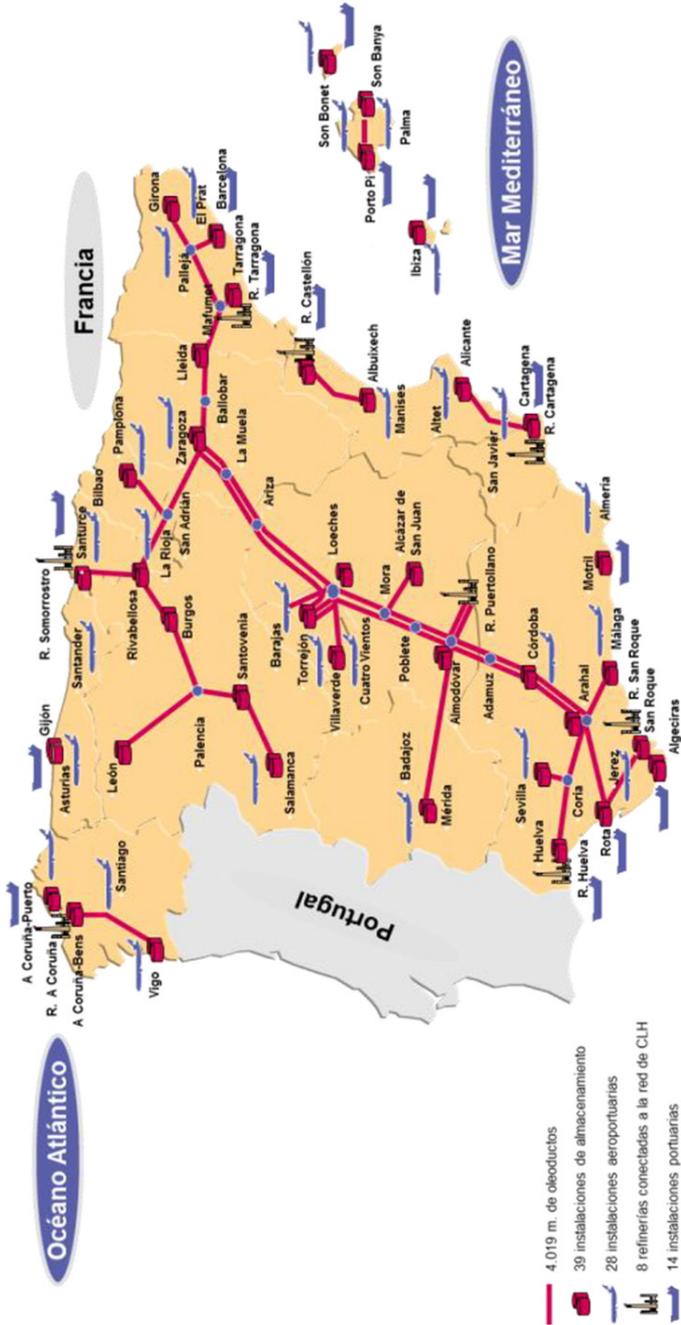
GRÁFICO 1.—*Dimensiones del modelo de competitividad de CLH*



Las infraestructuras de CLH conforman una red integrada de transporte y almacenamiento que garantiza el suministro de productos en la Península y en las Islas Baleares.

Con más de 4.000 km de oleoductos se conectan las refinerías de la Península en territorio nacional con los puertos de entrada y los centros de consumo más relevantes de forma rápida segura y eficaz.

GRÁFICO 2.-Red de oleoductos



Esta red de oleoductos es una de las más extensas y, como se aprecia en el gráfico 2, de las más complejas de Europa.

Esta complejidad se compensa con su flexibilidad, con corredores como los que van de la zona norte a Tarragona y Barcelona o desde Zaragoza a la zona centro, en los que los productos pueden moverse en ambas direcciones, y de lo que resulta que los mercados de productos petrolíferos en el Atlántico y Mediterráneo estén conectados, dando una ventaja competitiva a nuestros clientes en conseguir la máxima optimización y eficiencia en sus aportes de producto a la red.

También permite a CLH la utilización de sistemas de optimización para cumplir con los requerimientos de transporte del conjunto de nuestros clientes minimizando los movimientos físicos reales.

El modelo, por tanto, garantiza con sencillez y de forma robusta la optimización de los medios de transporte, reduciendo la necesidad de inversiones y de los inventarios de nuestros clientes y, principalmente, los costes, todo lo cual supone ventajas para los usuarios del sistema.

También cabe destacar que el uso intensivo y óptimo de los oleoductos reduce las emisiones y el riesgo de incidentes medioambientales en comparación con otros medios de transporte, como el transporte por carretera.

### **3. Automatización y uso de las nuevas tecnologías como factor clave de la eficiencia**

El primer paso dado en este ámbito fue el proceso de centralización de la operación en oleoductos, que comenzó en la década de los 90 y culminó en 2003 con una centralización total de las operaciones y una explotación distribuida por regiones.

Desde un único punto (el Centro de Control de Oleoductos) se ejecutan todas las operaciones relacionadas con el bombeo a través de los oleoductos, apertura de válvulas, arranque y parada de bombas, llenado de tanques, más de 70.000 señales que se actualizan cada 5 segundos a través de un sistema de comunicaciones vía satélite. La tecnología vía satélite nos ha dado gran fiabilidad y una flexibilidad y sencillez enorme para las ampliaciones de red.

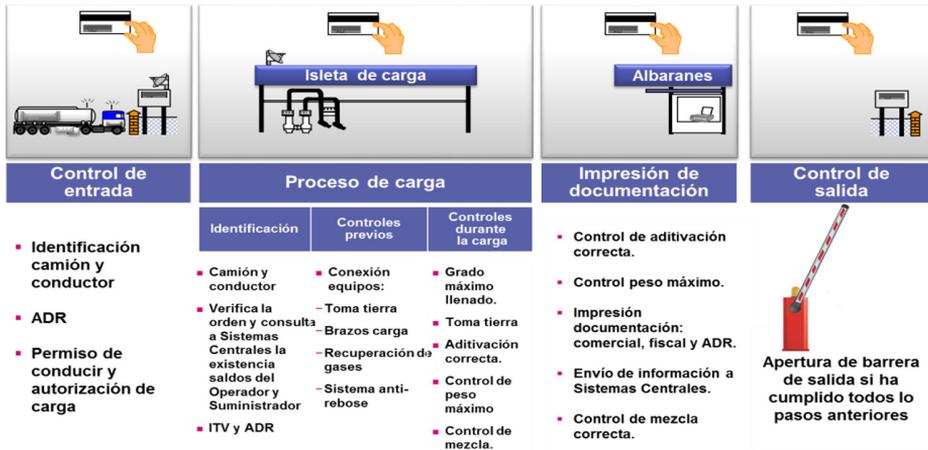
Por último, el sistema se completa con la interconexión, en este caso por comunicaciones terrestres, con los sistemas centrales de la compañía y, a través de estos, con los sistemas de nuestros clientes.

En el ámbito de las instalaciones el nivel de automatización es muy alto, disponiendo de un sistema de control avanzado de las operaciones que se desarrollan en las mismas, la carga de camiones, la recepción de productos por tuberías y oleoductos o la gestión del parque de tanques.

Un ejemplo es que el proceso de carga es completamente automático, sin más intervención humana que los propios conductores. Como una gigantesca estación de servicio donde en vez de entrar vehículos entrarán camiones cisternas.

En el gráfico 3 se esquematiza el proceso: primero, el control de entrada donde se identifica al conductor y al camión mediante un dispositivo electrónico.

GRÁFICO 3.–Proceso automático de carga



A continuación se accede al cargadero, donde se vuelve a identificar al camión y al conductor, se verifica la orden a cargar, se consulta con los Sistemas Centrales la existencia de saldo de productos del Operador.

Antes y durante la carga se comprueba que todos los equipos de seguridad están correctamente conectados y se efectúan controles para garantizar la correcta carga de productos en cantidad y calidad, con la inyección de los correspondientes aditivos comerciales. Es en este momento, con la incorporación de estos aditivos, donde se diferencia el producto por compañías comerciales.

En el siguiente paso se accede a la zona de impresión, donde se entrega toda la documentación que ampara el transporte y transmite la información a los sistemas corporativos de la compañía y automáticamente a los clientes y autoridades. La autoridad de la que hablamos es Hacienda, ya que es en este momento cuando el producto abandona un depósito fiscal, cuando se devenga el impuesto especial aplicado a los hidrocarburos.

#### 4. Proyecto Centro de Control de Instalaciones

En esta situación de una gestión operativa centralizada del oleoducto y una gestión distribuida de las instalaciones, hace unos dos años y medio nos surgió un reto: *¿Por qué lo que se hace desde una sala local en la instalación no se puede hacer a 500 km en una sala de control que centralice todas las instalaciones?* Pero no siempre las preguntas sencillas tienen soluciones sencillas. Cuando nos

pusimos a buscar referencias en el sector del almacenamiento de productos petrolíferos junto a los proveedores e incluso contactando con compañías integradas en el sector, no encontramos ninguna.

Siempre teniendo como objetivo final la integración operativa de ambas redes en un único centro, se empezaron a dar pasos. Primero, asegurando que todo lo que se hacía en las salas locales se podía hacer en remoto, se integraron todos los sistemas en una única plataforma y se aseguraron las líneas de comunicación (gráfico 4). A finales del 2013 se hizo una prueba prototipo en la que se llevó en control remoto dos instalaciones pequeñas durante 15 días (Alcázar de San Juan y Salamanca) con un éxito total. Y en junio del año pasado y tras un profundo estudio en el que ya se había planificado un cambio organizativo, y tras tener alineadas a casi todas las áreas de la empresa, empezó a funcionar el Centro de Control de Instalaciones que en la actualidad ya opera en remoto 8 instalaciones de la red.

GRÁFICO 4.—*Proyecto Centro de Control de Instalaciones*



Las ventajas son claras: se pasa de más de 35 equipos de entre 5 y 6 personas a un único equipo de operadores de 15 personas, aumentando la disponibilidad de personal en las plantas para las tareas de explotación y mantenimiento; se normalizan las actuaciones, es un equipo muy cohesionado donde es fácil compartir las mejoras y los avances en los sistemas y, sobre todo, nos da una ventaja enorme para abordar nuevas ampliaciones o expansiones.

## DESARROLLOS TECNOLÓGICOS PARA INTERCONEXIONES ENERGÉTICAS COMPETITIVAS

FRANCISCO BARCELÓ

*Vicepresidente de Energía, Schneider Electric España*

### **1. Introducción**

La progresiva urbanización del mundo concentra al 50% de la población en tan solo un 2% de la superficie del planeta. En ese mismo 2% de superficie se concentra ya hoy el 75% del consumo de la energía generada. Diversos estudios avanzan que en 2050 la población en zonas urbanas será ya el 70% y las infraestructuras, incluidas las energéticas, deberán adaptarse para dar respuesta a esta nueva realidad.

En paralelo, tenemos el reto tecnológico en la gestión del transporte y la distribución de la energía, integrando las fuentes de energía renovables y dando respuesta a la creciente generación distribuida. En resumen, equilibrar generación y consumo en una red compleja de forma eficiente y segura, donde la capacidad de mejorar la eficiencia de esta gestión va a ser clave para abordar con éxito este reto.

### **2. La importancia para la Península Ibérica de la interconexión energética**

En los últimos años España ha defendido de manera activa la necesidad de avanzar hacia un Mercado Interior de la energía en Europa con el objetivo de que la Península Ibérica deje de ser una isla energética.

Durante la cumbre sobre la interconexión energética de principios de marzo de 2015, y después de meses de negociaciones, la Unión Europea hacía público el compromiso de los países miembros para avanzar hacia un mercado único de la energía y el respaldo a las infraestructuras de interconexión como un elemento clave para lograrlo.

La interconexión se ha convertido desde entonces en un tema prioritario en la agenda política y económica de España, que tiene su próximo gran hito en la consecución del objetivo del 10% de capacidad de interconexión energética en 2020, 7 puntos por encima del porcentaje de interconexión actual.

Se trata de un acuerdo de vital importancia para España, y es que tal y como recogía Red Eléctrica en su informe de Responsabilidad Corporativa de 2013, el fortalecimiento de las interconexiones internacionales es esencial para aumentar la eficacia del sistema eléctrico español, que se ha de traducir en una mayor seguridad de suministro y un mejor aprovechamiento de las energías renovables.

De hecho, en los últimos años se han impulsado importantes proyectos como el MidCat y la línea Baixas-Santa Llogaia de 7.200 Mw, recientemente inaugurada, que dobla nuestra capacidad de intercambio de energía eléctrica con Francia.

La interconexión del gas natural, cuya importancia se ha puesto especialmente de relieve a raíz del conflicto de Ucrania, es otro de los ejes de desarrollo de infraestructuras en España. Entre otras, están previstas interconexiones de gas en Pamplona y el País Vasco que permitirán incrementar en 7.000 M de m<sup>3</sup> de aquí a final de año nuestra capacidad de intercambio de gas.

La planificación de las infraestructuras está, pues, muy avanzada. El siguiente paso es dotarlas de la mayor eficiencia y que esa eficiencia se traduzca en una mayor competitividad de nuestro país.

### **3. Desarrollos tecnológicos para la interconexión de las redes energéticas**

Las interconexiones de redes energéticas hacen los sistemas más estables, más potentes y, también, más interdependientes. Eso es especialmente evidente en las redes eléctricas, pero también podemos extrapolar el concepto a las redes de *Oil&Gas*. Y, en cualquier caso, las hace más eficientes cuando somos capaces de optimizar el uso de nueva infraestructura creada, uniéndola a otras menores y a las ya existentes, para que trabajen de forma conjunta.

¿Qué requisitos deben cumplir las infraestructuras para ser verdaderamente eficientes y competitivas? ¿Dónde reside la clave del éxito? Sin duda, en la integración. Únicamente cuando se integran de manera total todos los sistemas de la infraestructura en uno único capaz de operar toda la información que proveen los distintos elementos de monitorización y control; analizar estos datos, y encontrar y poner en marcha la solución óptima, es cuando se da el verdadero salto a la competitividad y a la eficiencia del sistema.

La digitalización y la evolución hacia el *Big Data* están aumentando exponencialmente el potencial de eficiencia de las redes. Hoy hay miles de millones de personas conectadas a internet y el volumen de datos se duplica cada dos años. Pero la verdadera revolución vendrá de la conectividad entre objetos, el *Internet of Things*, y es que, cuando dotamos de inteligencia a las infraestructuras, conectando sus distintos componentes, podemos adaptarnos a cualquier entorno, a cualquier circunstancia, a veces incluso antes de que suceda, desde la distribución

de la energía eléctrica o el gas, hasta la integración de energías renovables a los sistemas integrados de gestión de oleoductos.

La digitalización ha sido para Schneider Electric, como para muchas otras compañías, una de las megatendencias que más ha influenciado su estrategia en los últimos años. Tradicionalmente Schneider Electric ha desarrollado equipos de protección y control en la gestión de esta energía y su distribución, pero en los últimos años ha evolucionado su oferta con una fuerte apuesta por las tecnologías de gestión de redes, a fin de poder realmente aportar mayor eficiencia a las infraestructuras.

Hoy esta tecnología nos permite interconectar la totalidad de sus elementos y la recopilación e integración de todos los datos de los distintos dispositivos que existen en las infraestructuras de transporte y distribución, en lo que viene a llamarse también muy habitualmente el *Big data*, para conseguir establecer modelos de análisis de gestión, modelos de operación, de la infraestructura que nos permitan encontrar esas ventajas en eficiencia y hacerlas más competitivas.

Si además se integran los distintos subsistemas en un único sistema integrado, es posible encontrar la mejor configuración de las distintas partes que componen la red, posibilitando la optimización del consumo y de la energía que el sistema conjunto necesita.

Se trata, al fin y al cabo, de algo tan sencillo, pero a su vez tan complejo, como integrar todos los subsistemas con el objetivo claro de optimizar las operaciones y conseguir un ahorro del consumo de energía. Y digo complejo, porque la integración no es *automática*, cada subsistema tiene sus propios protocolos de comunicación, procesos, indicadores...

#### 4. Esquemas de integración de redes

En un esquema de red típico, vemos que el sistema que proponemos para estas soluciones no es solamente apto para el mercado de *Oil&Gas*, sino que puede dar fácilmente respuesta a las necesidades de otro tipo de infraestructuras al estructurar en distintos niveles la recopilación de información para poder ir integrando y simplificando la misma.

A través de esta integración vertical, por un lado, con óptica de gestión empresarial, nos centramos en la gestión de la energía y de las operaciones logísticas. O por otro, en la parte inferior del sistema, entramos en el análisis de la eficiencia de cada una de las estaciones de bombeo o de los sistemas de seguridad que podemos tener.

El llamado *Pipeline Management System*, en el nivel de operaciones, es el corazón del sistema, bajo los estándares habituales (CRM, API 1165, 1167) y donde la ciberseguridad toma relevancia singular para asegurar comunicaciones y garantizar el control de acceso. Junto con el simulador del Modelo Hidráulico (*SimSuite*), permite una gran precisión de detección de fugas, seguimiento de lotes y supervisión del rendimiento energético real vs. esperado. Se ubican en

esta capa los paquetes gestión específicos de gas (*i. e.* aplicaciones de medida, entre otras) e, igualmente, las bases de datos comunes y librerías de dispositivos y topología del gasoducto.

La arquitectura *wide Ethernet* provee la conectividad, flexibilidad, escalabilidad y prestaciones para conectar los instrumentos/controladores de campo a la sala de control. En conjunto, esta arquitectura que conocemos como *Ecostruxure* nos permite llevar información en tiempo real desde el sensor de campo hasta el nivel de decisión empresarial en diferentes dominios: energía, procesos y seguridad, y facilita el uso de esta información para mejorar la gestión a través de la simulación y las aplicaciones avanzadas de soporte (flujo, pérdidas, gestión de energía).

## **5. Tecnología aplicada a interconexiones energéticas: la experiencia de Schneider Electric**

Para lograr la completa integración, es importante partir desde un conocimiento holístico de la gestión de la energía, desde su origen al consumo; desde las bornas de generación hasta las bornas del enchufe, pudiendo así gestionar todo el proceso de su transporte y distribución.

Schneider Electric dispone de una amplia experiencia, tanto en los centros de control de energías renovables, como en la planificación de la generación o para la integración de esas plantas en el sistema de transporte y distribución. En España, por ejemplo, dispone de uno de los centros adscritos al Centro de Control de Energías Renovables de Red Eléctrica.

En *Smart Metering* contamos con dos referencias destacadas en el norte de Europa, Vattenfall y Fortum, en su día pioneras y que nos han permitido dar grandes pasos en la integración y gestión de sistemas de contadores inteligentes.

Hemos participado también de manera activa en la automatización de una red de subestaciones en el centro de África, interconectando Uganda, Ruanda y Congo. En lo referente a infraestructuras para *Oil&Gas*, nuestra experiencia se centra tanto en Norteamérica, donde el 60% de los flujos de crudo se realizan con sistemas con *Scadas* de Schneider Electric, como en Europa, donde fundamentalmente hemos hecho referencias de gasoductos, y en Asia Central, también de oleoductos.

## **6. Evolución de la tecnología de interconexión energética. Próximos retos**

La creación del Mercado Interior energético europeo y su gestión eficiente son los próximos retos a los que debemos dar respuesta legislativa, normativa y tecnológica, para alcanzar el potencial que este sistema europeo nos permitirá.

El pasar de los mercados regionales existentes, como el ibérico, a un mercado de ámbito europeo y los desarrollos necesarios para ello, desde los códigos de red

para la gestión técnica a la legislación común europea que permite la operación con criterios supranacionales, son las tareas que desde la Comunidad Europea, pasando por los operadores de transporte y distribución hasta las empresas tecnológicas, tenemos que desarrollar para tener éxito.



PARTE III  
LATINOAMÉRICA: COMPETITIVIDAD  
Y SOSTENIBILIDAD



## LA REFORMA ENERGÉTICA EN MÉXICO: AVANCES EN SU IMPLEMENTACIÓN

FRANCISCO JAVIER SALAZAR DÍEZ DE SOLLANO

*Presidente de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) de México  
Presidente de la Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la  
Energía (ARIAE)*

### **1. Introducción. Avance en materia institucional**

En este texto se atiende al desarrollo que ha experimentado la reforma energética en México después de la reforma constitucional aprobada en el Congreso<sup>1</sup> y hasta el primer mes de 2015. Naturalmente, dado el espacio disponible y el alcance del proceso, no es posible ir al detalle, por lo que aquí se presentan de manera sucinta los hitos más importantes.

Tras la promulgación de la reforma constitucional el 20 de diciembre de 2013, el Congreso de la Unión inició un proceso de discusión de varios meses que llevó a que el 11 de agosto de 2014 se promulgara un marco legal para el sector energético que abarcaba nueve ordenamientos nuevos y modificaciones a doce leyes que ya existían, para constituir un proyecto legislativo que muy probablemente sea el más ambicioso que ha desarrollado el Poder Legislativo mexicano en los últimos años. Lo anterior no solamente por la dificultad política que implicaba la reforma sino, sobre todo, por su complejidad técnica y un alcance que tocaba todos los aspectos del sector energético, desde los hidrocarburos hasta la energía eléctrica, pasando por temas tan específicos como, por ejemplo, la energía geotérmica; desde la dimensión fiscal hasta los objetivos de seguridad energética, competitividad y sostenibilidad. Sencillamente, ha sido el proyecto legislativo más ambicioso que se ha logrado en México en los últimos años.

---

1. La reforma constitucional fue descrita en la edición correspondiente al II Simposio de Funseam.

Posteriormente, el 19 del mismo mes, se nombró al titular del nuevo regulador, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, conocida también como Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA). La reforma creó este regulador con el objeto de separar las competencias en materia de seguridad industrial y medio ambiente evitando así conflictos de interés con las otras actividades regulatorias que tienen un carácter promotor de la inversión.

Asimismo, el 28 de agosto se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (DOF) los decretos de creación de los dos operadores producto de la reforma: el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace), operador del sistema eléctrico, y el Centro Nacional de Control del Gas Natural (Cenagás), operador del sistema de gas, que asumió la infraestructura correspondiente de Petróleos Mexicanos (Pemex), y se nombraron a sus respectivos directores.

Al haberse ampliado el órgano de gobierno de los reguladores de cinco a siete miembros, el 18 de septiembre se nombraron a los comisionados adicionales de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Ese mismo día también se nombraron a los miembros del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, que tiene por propósito administrar de manera intergeneracional la renta petrolera. Este Fondo constituyó su fideicomiso en el Banco de México el 30 de septiembre, mismo día en que se crearon el Fondo de Servicio Universal Eléctrico, que tiene por objeto financiar la electrificación y el uso más eficiente de la energía en comunidades rurales y zonas urbanas marginadas que carecen de servicio eléctrico, el Fideicomiso Público para Promover el Desarrollo de Proveedores y Contratistas Nacionales de la Industria Energética y Fondo Sener-Nafin, como el vehículo financiero que permitirá que el Estado participe como inversionista hasta con un 30% en proyectos de exploración y producción de hidrocarburos.

También en materia del nuevo arreglo institucional, el 31 de octubre se publicó en el DOF el decreto que reestructuró al Instituto Mexicano del Petróleo para fortalecerlo y convertirlo en el soporte técnico no solo de Pemex sino de toda la industria petrolera, así como el reglamento interior de la ASEA.

El 28 de noviembre de 2014 se publicó el reglamento interno de la CRE, y el 18 diciembre tanto la CRE como la CNH aprobaron sus respectivos Códigos de Conducta. A su vez, ese mismo día, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos (Pemex) aprobó la reestructuración corporativa que elimina a las cuatro subsidiarias: Refinación; Gas y Petroquímica Básica; Petroquímica, y Exploración y Producción, para convertirse en solo dos empresas productivas subsidiarias: Exploración y Producción, por una parte, y Transformación Industrial, por la otra. También se aprobó la creación de cinco empresas productivas subsidiarias en funciones no centrales: Perforación; Logística; Cogeneración y Servicios; Fertilizantes y Etileno.

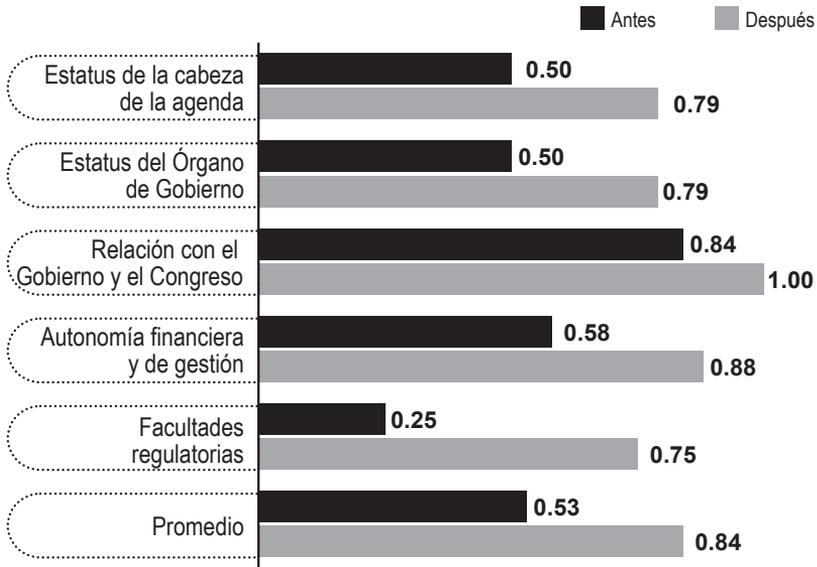
De este conjunto de cambios institucionales conviene ahondar sobre los organismos reguladores, porque uno de los propósitos más importantes de la reforma fue consolidar su fortalecimiento. Este es un proceso que ha llevado muchos años. Desde 1992-1993, cuando se reformó la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y se creó la Comisión Reguladora de Energía, en cada oportunidad que ha habido se ha buscado darles mayor fortaleza institucional a los reguladores del sector. Así, pasaron de ser órganos consultivos de la Secretaría de Energía (Sener), a ser órganos desconcentrados con autonomía técnica; después se les otorgaron mayores competencias y, finalmente, la reforma constitucional y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en materia energética establecieron su naturaleza actual.

Ahora se trata de entidades que tienen su origen en la Constitución, lo cual les da una estabilidad institucional bastante considerable. Para hacerlos desaparecer se tendría que cambiar la Constitución, lo cual es un proceso sumamente complejo ya que requiere una mayoría calificada: más de dos terceras partes, en ambas cámaras, en la de Diputados y en el Senado, y la mayoría de todos los congresos locales. Sería más fácil eliminar Secretarías de Estado, que tienen su origen en leyes secundarias. Además, tienen autosuficiencia financiera porque se sostienen de las cuotas que cobran, así como certidumbre presupuestal, ya que también pueden acumularlas.

La reforma también amplió sus atribuciones, a tal punto que en el caso de la CRE se le dieron facultades típicas de las autoridades de competencia. Por ejemplo, establecer máximos de concentración en los mercados, prohibiciones para la participación cruzada entre distintas actividades u ordenar la separación legal cuando hay un problema para la competencia. Y, si bien estas atribuciones requieren de la opinión del órgano regulador de la competencia, la Comisión Federal de Competencia Económica, es la CRE la que inicia los procesos correspondientes.

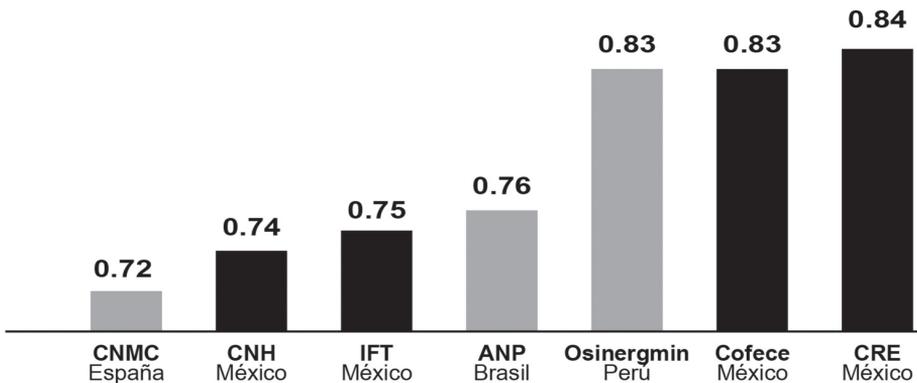
El fortalecimiento institucional que trajo la reforma puede medirse utilizando el índice Gilardi, desarrollado por Fabrizio GILARDI a partir de los estudios de Alex CUKIERMAN para evaluar la independencia de los bancos centrales. Como se puede observar, en los gráficos 1 y 2, en el caso de la CRE la mejora en varias dimensiones institucionales fue considerable, lo que también es evidente al usar el mismo índice para comparar con otros reguladores nacionales e internacionales.

GRÁFICO 1.—Mejora institucional de la CRE según índice Gilardi



Fuente: CRE

GRÁFICO 2.—Comparativo de los resultados del índice Gilardi con otros reguladores iberoamericanos



**CNMC:** Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia  
**IFT:** Instituto Federal de Telecomunicaciones  
**ANP:** Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles  
**Osinermin:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería  
**Cofece:** Comisión Federal de Competencia Económica

Fuente: CRE y Ariae

## 2. Avances en materia de hidrocarburos

En esta materia, el 21 de marzo de 2014, Pemex sometió a consideración de la Sener sus solicitudes para la Ronda Cero<sup>2</sup>. La Secretaría de Energía determinó el 13 de agosto cuáles se le adjudicaban: Pemex retuvo una serie de proyectos importantes de reservas probables<sup>3</sup>, equivalentes a un 83% del total estimado, mientras que en recursos prospectivos se quedó con un 21% del estimado.

Posteriormente, el 14 de diciembre se publicaron las pre-bases de la Ronda Uno de contratos de exploración y producción de hidrocarburos. Esta ronda abarca un total de 169 bloques a licitar en cinco convocatorias distintas. Son 109 bloques de exploración y 60 de explotación. De esos bloques, se han publicado ya las dos primeras convocatorias, respectivamente para exploración y extracción de petróleo y gas en aguas someras. En el resto del 2015 habrán otras tres convocatorias: campos terrestres, no convencionales y aguas profundas.

El 31 de octubre se publicó el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, relacionado con las actividades del *upstream*, así como el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, sobre el *midstream* y *downstream*<sup>4</sup> de la industria. Tanto la ley como estos reglamentos separaron las competencias entre la Sener y los reguladores. En términos generales, la regulación del *upstream* quedó a cargo de la CNH, la regulación del *midstream* y *downstream* le corresponden a la CRE y, como ya se había señalado anteriormente, toda la materia de seguridad industrial y protección del ambiente pasó a la ASEA. Por su parte, los centros procesadores de gas y las refinerías quedaron en manos de la Sener, así como el otorgamiento de los permisos de importación y exportación (ver gráficos 3, 4, 5 y 6).

- 
2. En la Ronda Cero Pemex tenía el derecho de solicitar con qué campos petrolíferos se quedaba bajo el régimen de asignación petrolera, tanto aquellos que estaban ya produciendo como aquellos que estuvieran en exploración.
  3. De acuerdo con la clasificación establecida por la *Securities and Exchange Commission* (SEC), utilizada como estándar mundial en la materia, las reservas se clasifican en probadas (1P), probables (2P) y posibles (3P). Las primeras son aquellas que, con base en análisis geológicos y de ingeniería, se demuestra con razonable certeza que son comerciales en años futuros bajo las condiciones económicas y de operación aplicables en el momento de la evaluación; las segundas corresponden a aquellas con una probabilidad de al menos el 50% de ser recuperables, mientras que las terceras son las que tienen una probabilidad mayor a 10% y menor de 50%.
  4. Los términos ingleses 1) *upstream*, 2) *midstream* y 3) *downstream* corresponden, de manera general, a las siguientes actividades: 1) exploración y producción de petróleo y gas; 2) refinación de petróleo y procesamiento de gas natural, su transporte, almacenamiento y venta al mayoreo, y 3) comercialización y distribución.

GRÁFICO 3.— *Competencias regulatorias en la cadena de valor del gas natural*

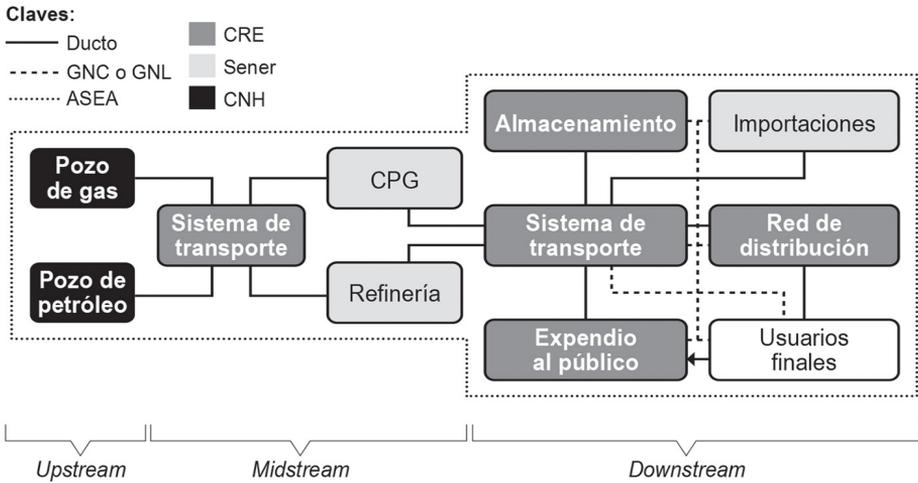


GRÁFICO 4.— *Competencias regulatorias en la cadena de valor del gas licuado de petróleo*

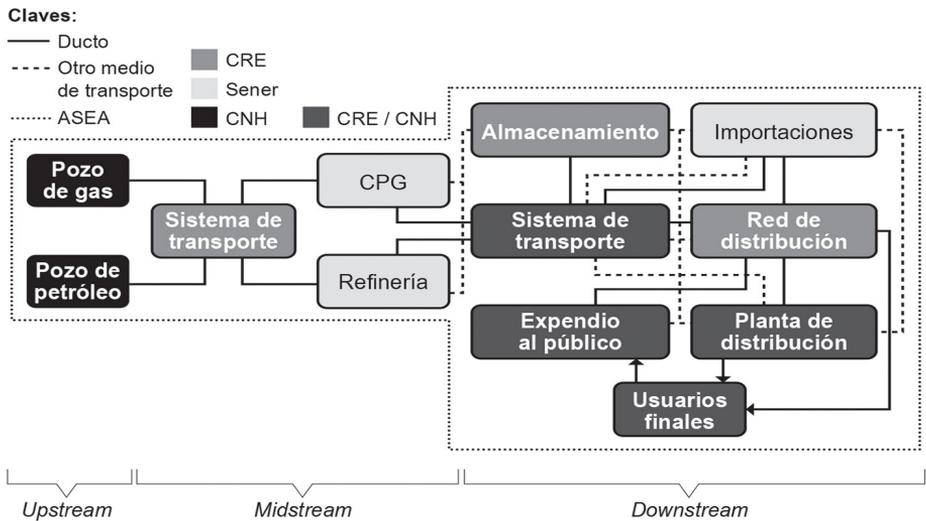


GRÁFICO 5.—Competencias regulatorias en la cadena de valor de los petrolíferos

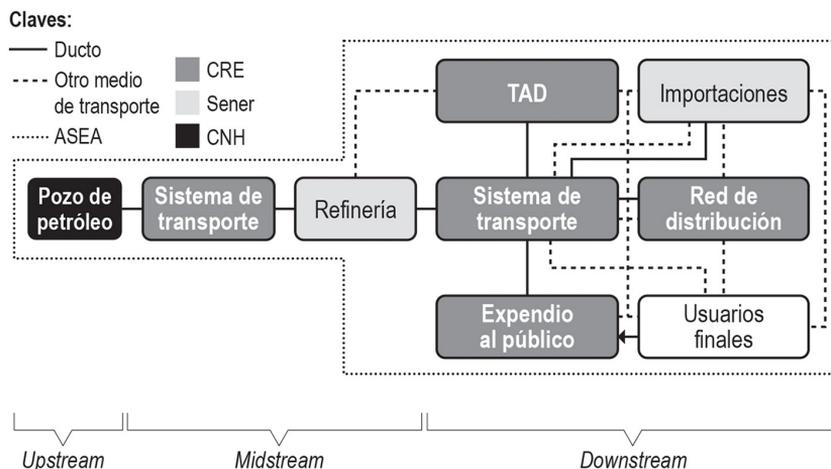
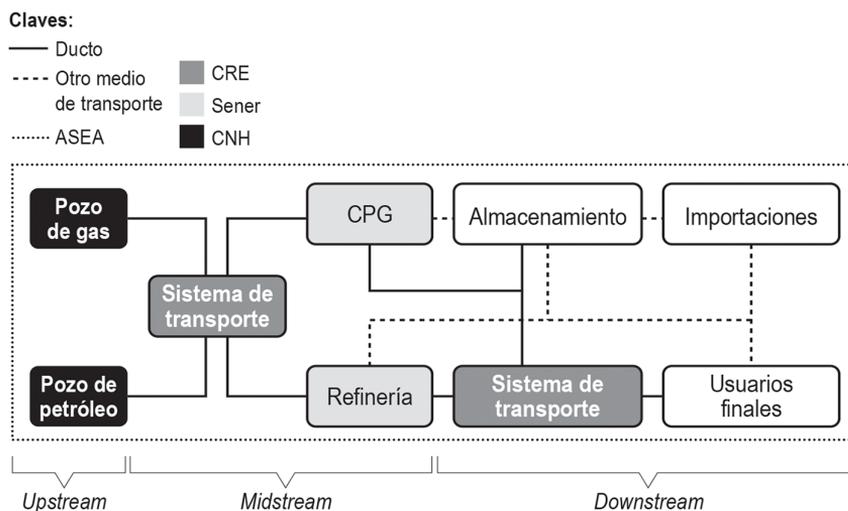


GRÁFICO 6.—Competencias regulatorias en la cadena de valor de los petroquímicos



Sobre las facultades de la CRE en materia de hidrocarburos y los principios regulatorios que aplicará, conviene hacer algunas puntualizaciones. Una de las características básicas de la ley secundaria es que establece el acceso abierto como estándar (*default*); es decir, toda infraestructura de ductos y almacenamiento tendrá que ser de acceso abierto y solamente por excepción podrá ser utilizada

para usos propios. La excepción la calificará la CRE de tal manera que se garantice el acceso a la infraestructura existente y a la nueva. En la misma línea de razonamiento económico, esta infraestructura estará regulada tarifariamente aunque con mayor flexibilidad para los líquidos que para el gas. También se establece la separación vertical entre las actividades de infraestructura y comercialización, así como la imposición de regulación asimétrica sobre Pemex en su carácter de jugador dominante en estos mercados.

Finalmente, hay que señalar que los mercados de gasolinas, diesel y GLP se someten a un calendario de liberalización. A partir de 2017 se permitirá la importación de gasolinas y diesel por cualquier particular y los precios quedarán liberados al consumidor desde 2018. En el caso del GLP el calendario se inicia un año antes, además de que se establece que para 2016, antes de la apertura plena, la Secretaría de Hacienda tendrá que contar con subsidios focalizados para este producto.

### 3. Avances en materia eléctrica

En esta materia, después de la publicación de la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de Energía Geotérmica el 11 de agosto de 2014, el 31 de octubre se publicaron sus respectivos reglamentos así como los Lineamientos para los Certificados de Energías Limpias (CEL). Asimismo, el 28 de noviembre se hizo la transferencia de activos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que era el operador del sistema, al Cenace, que se ha independizado totalmente de la CFE y ya tiene su propia junta de gobierno funcionando.

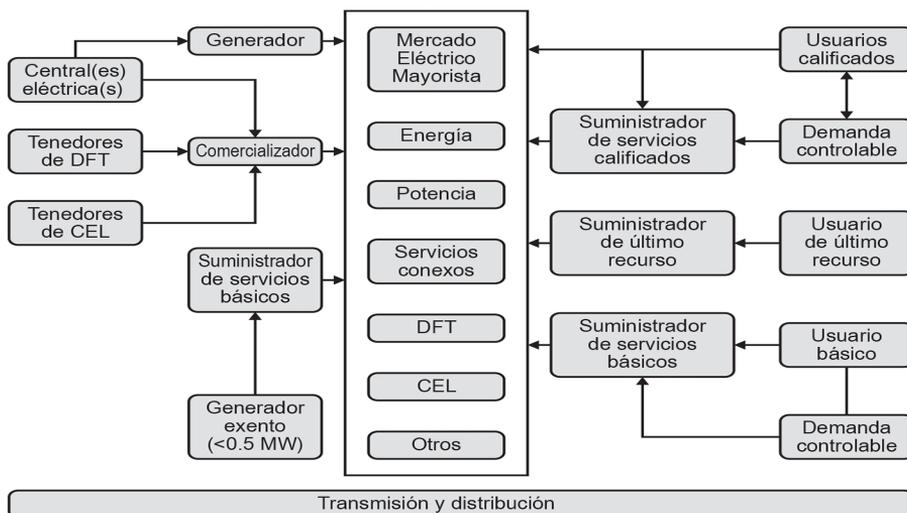
La reforma del sector eléctrico partió de un cuasi-monopolio verticalmente integrado. El jugador dominante era la Comisión Federal de Electricidad que estaba presente a lo largo de toda la cadena. La inversión privada solamente se permitía en proyectos de generación para el autoabasto o la venta a la CFE. Dichos proyectos vendían, lo que se llama en México, a costo total de corto plazo, que era una especie de precio nodal. Ahora, una de las cosas que se va a mejorar con la reforma son los proyectos de cogeneración y la importación.

La reforma implica una separación legal de CFE. La generación, transmisión, distribución y suministro tendrán que ser llevados a cabo por distintas empresas. Adicionalmente, la generación será objeto de una separación horizontal para evitar que haya una empresa dominante. En distribución también habrá una separación horizontal, aunque esta podría ser funcional y contable. En cualquier caso, el propósito es que cada empresa y división esté sujeta a un *hard budget constraint* que las obligue a ser eficientes y evitar subsidios cruzados en un escenario donde habrá competencia en el mercado de generación y suministro, al mismo tiempo que la expansión de la transmisión y distribución podrían ser desarrolladas mediante licitaciones y contratos con el sector privado.

El otro gran cambio es la creación de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que se pretende empiece operaciones en 2016. Para comprender la operación de este mercado es importante comenzar por describir los productos que se ofertarán

en el mismo así como los actores que participarán del lado de la oferta y del lado de la demanda, como se ve en el gráfico 7.

GRÁFICO 7.—Actores y su operación en el Mercado Eléctrico Mayorista



Fuente: Elaboración propia.

Los productos a ofertar serán energía, potencia, servicios conexos, derechos financieros de transmisión (DFT) y certificados de energía limpia (CEL), así como cualquier otro producto que se requiera.

A su vez, por el lado de la oferta habrá tres tipos de jugadores principales:

- *Los generadores*, que son los representantes de las plantas eléctricas. Ofertan la energía y los otros productos de las centrales eléctricas directamente al mercado o a través de comercializadores.
- *Los comercializadores*, que son los *traders* puros. Pueden comprar energía y demás productos y venderlos a otros comercializadores u ofertarlos en el mercado.
- *Los suministradores de servicios básicos*. Si bien se trata de actores cuyo papel se desempeña fundamentalmente del lado de la demanda, son el vehículo para ofertar la generación distribuida (aquella con una capacidad de menos de 0,5 MW que está interconectada a la red).

Por su parte, en el lado de la demanda se tendrán:

- *Usuarios calificados*. Son quienes pueden acceder directamente al mercado. De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica son aquellos con una demanda mayor a un umbral que irá decreciendo a partir de la fecha de

promulgación de la ley: 3 MW el primer año, 2 MW el segundo, 1 MW el tercero y posteriormente como determine la Sener. Para alcanzar este umbral se permite agregación de cargas cuando se trata de sujetos con el mismo interés económico. Cuando estos usuarios van directamente al mercado se llaman usuarios calificados participantes.

- *Suministrador de servicios calificados*. Representa y provee el suministro eléctrico a los usuarios calificados que deciden no participar directamente en el mercado.
- *Suministrador de servicios básicos*. Representa y provee el suministro eléctrico a los usuarios que no pueden ir directamente al mercado.
- *Suministrador de último recurso*<sup>5</sup>. Su función es otorgar el suministro eléctrico a aquellos usuarios que están obligados a convertirse en calificados y que no cuentan aún con un suministrador de servicios calificados ni desean participar directamente en el mercado, así como a aquellos que estaban siendo suministrados por una empresa que no pudo continuar en el mercado. La prestación de este servicio es temporal.

Es importante mencionar que las obligaciones de energías limpias recaen en la demanda, específicamente en los usuarios calificados participantes en el mercado así como en los suministradores. Al respecto, es necesario hacer dos precisiones. Primero, en términos del nuevo marco legal, el concepto de energías limpias es más amplio que el de las energías renovables, ya que incluye, además de estas, a las provenientes de las grandes hidroeléctricas, la nuclear y la cogeneración eficiente. Por otra parte, si bien todas estas fuentes sirven para acreditar el cumplimiento de las obligaciones de la demanda, solo las que se consideran renovables reciben los incentivos de los certificados de energías limpias.

En lo que se refiere a estos certificados, para disminuir la volatilidad de su precio y garantizar su competitividad, su compra por parte de los suministradores de servicios básicos tendrá que ser mediante subastas con contratos de largo plazo. Esto dará además la certidumbre que requiere este tipo de proyectos para poder ser financiados.

El remanente del mercado de certificados se comercializará en el mercado *spot*, para el que se han diseñado mecanismos a través de los cuales se disminuiría la rigidez de su oferta y demanda. Por ejemplo, se ha hecho una previsión de requisitos adelantada con tres años, de tal manera que la oferta pueda estar lista. Además, los certificados no tendrán caducidad mientras no se usen, lo que implica la posibilidad de almacenarlos, flexibilizando con ello la pendiente de la oferta. Del lado de la demanda, se permitirá el diferimiento de obligaciones, lo cual dará elasticidad a dicha curva.

5. No hay que confundir con los términos usados en otras partes. Por ejemplo, en España, el equivalente al Suministrador de servicios básicos de México se llama de «último recurso», que no corresponde a lo que por este concepto se entiende en el modelo mexicano.

Otro tema relacionado es el de la demanda controlable, la cual podrá ser ofertada en el MEM a través de los suministradores de servicios básicos y servicios calificados, o bien directamente si se trata de usuarios calificados participantes en el mercado. Con este mecanismo se busca incentivar una mayor eficiencia en el uso de la energía con las implicaciones ambientales y económicas que ello conlleva.

Conviene detallar también otros elementos característicos del MEM. En primer lugar, hay que decir que las ofertas de generación se basarán en los costes variables. Esto ayuda a evitar la manipulación del mercado pero también implica la existencia de mecanismos de capacidad que ayuden a recuperar los costes fijos. Adicionalmente, será un mercado de dos liquidaciones: la correspondiente al mercado de un día en adelante y la del mercado en tiempo real. Todo lo anterior teniendo en cuenta que se trata de un mercado de precios nodales con derechos financieros de transmisión para cubrir los riesgos por congestión.

Pasemos ahora a las facultades y competencias fundamentales que tendrá la CRE en esta materia. La CRE actualizará las bases del mercado que emita originalmente la Sener. También será responsable de la vigilancia del mercado y de establecer los costes del operador del mercado.

En cuando a la oferta, la CRE otorgará los permisos de generación y determinará las metodologías para el pago de la generación distribuida ofertada por los suministradores de servicios básicos. Emitirá las reglas para las transacciones entre generadores y comercializadores y otorgará los certificados de energías limpias. También autorizará las importaciones y exportaciones, y llevará el registro de los comercializadores, mismos que no estarán regulados.

Por lo que toca al suministro, la lógica es que los suministradores de servicios calificados (cuyo registro también llevará la CRE) estarán regulados exclusivamente en cuanto a los requerimientos de potencia garantizada para los usuarios. Por el contrario, tanto el suministrador de servicios básicos como el de último recurso van a estar fuertemente regulados no sólo en cuanto a los requerimientos de cobertura de potencia y energía sino sobre todo en materia tarifaria y contractual. En este sentido, como en el caso de los certificados de energías limpias, uno de los principios fundamentales es el uso de subastas para adquirir estos productos.

Y finalmente, en materia de transmisión y distribución, la CRE regulará en materia de acceso, tarifas y prestación de servicios. Asimismo, opinará sobre la planificación y ampliación de las redes y tendrá a su cargo la regulación de las redes inteligentes y la generación distribuida.

#### **4. Conclusiones**

Como queda claro, en menos de un año y medio el sector energético mexicano ha experimentado un cambio radical: una reforma constitucional, un extenso paquete de legislación secundaria, reglamentos, bloques de exploración y explo-

tación con licitaciones en curso, sin mencionar las principales instituciones del sector ya transformadas profundamente y otras más creadas.

Se dice fácil pero no lo es. Reformas de mucho menor calado se han concretado y madurado en periodos de tiempo mucho más largos en otros países. No es raro hablar de plazos de cinco a diez años. La velocidad de implementación de una reforma tan profunda, simple y sencillamente, no tiene parangón. No obstante, aún queda mucho por hacer. En toda reforma el desarrollo de los instrumentos regulatorios es la etapa más larga y compleja. En este sentido, 2015 será un año fundamental para asegurar que el buen comienzo de la reforma tiene un mejor final.

### **Orientación bibliográfica**

GILARDI, F. (2001), «Principal-Agent Models Go to Europe: Independent Regulatory Agencies as Ultimate Step of Delegation», *Paper presented at the ECPR General Conference, Canterbury (UK), 6-8 September 2001 Panel 11-8: Principal-Agency Institutional Relations*.

- (2001), «Policy Credibility and Delegation of Regulatory Competencies to Independent Agencies: A Comparative Empirical Consideration», *Paper prepared for the First YEN research meeting on Europeanisation, Siena, 2-3 November 2001*.
- (2005), «The Formal Independence of Regulators: A Comparison of 17 Countries and 7 Sectors», *Swiss Political Science Review 11(4)*: 139-167.

HERNÁNDEZ ARROYO, F. (2007), «La independencia de las agencias reguladoras en México: el caso de los sectores energético y de telecomunicaciones», *Gestión y Política Pública, primer semestre, año/vol. XVI, número 001, Centro de Investigación y Docencia Económicas, A. C.*, pp. 61-100.

## PROYECTOS DE GAS NATURAL FENOSA EN LATINOAMÉRICA

CARLOS MIRAVENT PI

*Director de Ingresos Regulados Latam, GAS NATURAL FENOSA*

### 1. Introducción

El objetivo de este texto es enmarcar los principales proyectos que Gas Natural Fenosa está desarrollando en la región de América Latina dentro de los criterios de sostenibilidad y competitividad, dos de los ejes fundamentales que rigen el desarrollo del sector energético. Se analizará con detalle como cada uno de los proyectos inciden en la competitividad y sostenibilidad del sector energético de los países en que se desarrollan.

Considero necesario, sin embargo, empezar con una pequeña reflexión sobre el sentido que tienen la competitividad y la sostenibilidad dentro de la política energética de un país concreto o, si se prefiere, dentro del escenario global. En este sentido, tres son los ejes que permiten definir los objetivos de cualquier política energética:

- La reducción de los costes energéticos, que supone un elemento clave para mejorar la competitividad de una economía y propiciar su desarrollo.
- La seguridad del suministro energético en unas condiciones adecuadas de continuidad y calidad. Para ello es necesario tanto disponer de unas infraestructuras energéticas suficientes para dar respuesta a los crecimientos de la demanda, como tener una adecuada diversificación de los suministros energéticos. Esto último implica tener una matriz de generación diversificada y un equilibrio entre los orígenes de las distintas fuentes primarias de energía.
- La reducción del impacto ambiental, tanto de las actividades de producción de energía, teniendo en cuenta toda la cadena de producción, como de los efectos sobre el medio ambiente que tiene el uso que se hace de la

energía por parte de los consumidores, ya sea en el sector industrial, servicios o residencial.

Muchas veces, estos objetivos entran en contradicción los unos con los otros. Por ejemplo, la diversificación de los suministros energéticos puede en ocasiones suponer unos costes energéticos superiores, o las inversiones necesarias para conseguir redundancias en las infraestructuras energéticas para asegurar el suministro en situaciones atípicas inciden en los costes del suministro de la energía. Hay, sin embargo, ocasiones en que es posible hacer compatibles la consecución conjunta de los tres objetivos. Veremos algunos ejemplos.

En cualquier caso, la búsqueda del equilibrio adecuado entre estos objetivos es el aspecto clave que se debe tener en cuenta para definir una política energética.

Sin embargo, para que sea efectiva, la puesta en práctica de cualquier política energética precisa del desarrollo de una regulación que esté alineada con dicha política y que fije el marco y dé los incentivos necesarios para que las decisiones de los distintos agentes económicos vayan dirigidas al cumplimiento de los objetivos de política energética establecidos. Si no es así, la política definida quedará en una mera declaración de intenciones sin resultados prácticos.

## **2. Proyectos de Gas Natural Fenosa en América Latina**

Gas Natural Fenosa, a través de múltiples proyectos que está desarrollando estos últimos años, juega un papel muy relevante en el desarrollo de las infraestructuras energéticas de América Latina, y colabora con las instituciones de los distintos países en la consecución de los respectivos objetivos en materia energética.

A continuación veremos ejemplos en diferentes países de cómo proyectos desarrollados por el sector privado inciden en la mejora de la competitividad y sostenibilidad energética en los distintos países. Analizaremos los siguientes proyectos:

- Parque eólico de Bií Hioxo, en Oaxaca (México).
- Desarrollo de la distribución de gas natural en la zona de Arequipa (Perú).
- Suministro de GNL al mercado industrial de Puerto Rico.
- Central Hidroeléctrica de Torito, en Costa Rica.
- Introducción del gas natural en América Central.
- Adquisición de Grupo CGE, en Chile.

### **2.1. PARQUE EÓLICO DE BIÍ HIOXO, EN OAXACA (MÉXICO)**

El parque eólico de Bií Hioxo está ubicado en el municipio de Juchitán de Zaragoza, en el estado mexicano de Oaxaca, a tres kilómetros de núcleo urbano, en la zona del istmo de Tehuantepec, que dispone de una de las mejores condiciones de viento del continente.

El parque, que ya está en operación comercial, consta de 117 aerogeneradores con una potencia de 2 MW cada uno y con una capacidad instalada total de 237 MW eléctricos.

En el desarrollo del proyecto se han tenido en cuenta múltiples aspectos para reducir el impacto ambiental de la instalación, como son el rescate y conservación de especies de flora y fauna silvestres, el monitoreo de aves y murciélagos y la evaluación de los niveles de ruido en la zona.

El parque de Bií Hioxo es un ejemplo claro de cómo se pueden hacer compatibles los objetivos de competitividad y sostenibilidad.

Por un lado, el parque eólico tiene unas claras ventajas de carácter medioambiental, básicamente al no producir ningún tipo de residuo en el proceso de generación de electricidad, al utilizar un recurso no contaminante y renovable como es el viento.

Pero, por otro lado, el parque eólico permite generar energía eléctrica de forma competitiva, sin que sea necesario para ello ningún tipo de subsidio, ya sea directo o indirecto. Es de destacar que el desarrollo de las energías renovables en México y, en general, en todos los países de América Latina, se produce sin la aplicación de subsidios o primas, y se desarrollan en la medida en que pueden ofrecer precios de la energía eléctrica competitivos con los ofrecidos por instalaciones de generación de otras tecnologías. La energía eléctrica generada por el parque es suministrada a diversos clientes de México, que pagan por la energía un precio competitivo con respecto al precio de la electricidad que venían pagando con anterioridad.

Ello es sólo posible gracias a una regulación que permite el acceso a la red de transmisión y distribución de CFE con unas tarifas de acceso razonables y permite el almacenamiento virtual de la energía eléctrica producida en el sistema eléctrico.

Este último aspecto es muy relevante. La producción de energía eléctrica de un parque eólico tiene un componente estacional muy importante y, además, no está garantizada en ningún momento, ya que depende de un recurso, el viento, cuya cantidad no es controlable. El necesario, pues, un sistema que permita ajustar una producción estacional e impredecible a una demanda de energía eléctrica de los clientes que debe ser satisfecha en todo momento. Para resolver esto, la regulación mexicana contempla la posibilidad de que la energía eléctrica pueda ser entregada en la red en un momento determinado y a los clientes en cualquier otro momento, de forma que el sistema actúa como un almacenamiento virtual de energía eléctrica que ajusta la oferta de energía a la curva de carga de la demanda. Vemos como una adecuada regulación energética hace posible el desarrollo de este tipo de proyectos, y permite que un objetivo de política energética (reducir los costes de energía a través del uso de una energía respetuosa con el medio ambiente) se plasme en una realidad concreta.

## 2.2. DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN LA ZONA DE AREQUIPA (PERÚ)

A mediados del año 2013, Gas Natural Fenosa obtuvo, mediante concurso en una licitación internacional, la concesión para el desarrollo de la actividad de distribución y comercialización de gas natural en la región de Arequipa (situada en el sur de Perú), comprometiéndose en los primeros ocho años de concesión al suministro de gas natural a las poblaciones de Arequipa, Moquegua, Tacna e Illo.

El suministro a estas poblaciones se hace a través de plantas satélites de almacenamiento y regasificación de Gas Natural Licuado (GNL). El GNL es transportado mediante camiones cisterna desde la planta de licuefacción que la compañía Perú LNG tiene en Pampa Melchorita, al sur de Lima (donde se va a construir una estación para la carga de GNL en camiones), hasta las plantas de almacenamiento de cada una de las poblaciones. El gas natural llega a la planta de licuefacción procedente de los pozos de producción de Camisea, en la zona interior de Perú. El transporte de GNL por camiones cisterna es una alternativa al transporte de gas natural por gasoducto, y se utiliza cuando por la distancia y por el volumen de gas natural a transportar no es viable económicamente el transporte por gasoducto.

El área de concesión cubre una población de 1.600.000 habitantes, con 500.000 viviendas, y es una zona con un importante potencial de crecimiento en el sector industrial. El inicio del suministro está previsto para mediados del año 2016, una vez la compañía Perú LNG haya finalizado las obras de construcción de la estación de carga de GNL en camiones cisterna.

El desarrollo de este proyecto es consecuencia de una voluntad decidida del Gobierno peruano de desarrollar el suministro de gas natural para todo el país, con el objetivo de hacer llegar esta energía a la mayor parte posible de la población y de proporcionar a la industria y al resto de los sectores de la economía una energía a precios competitivos con las energías alternativas y respetuosa con el medio ambiente. Hay que tener en cuenta que el gas natural es la energía de origen fósil que, en su combustión, libera la menor cantidad de partículas y gases contaminantes, incluido el CO<sub>2</sub>, uno de los principales gases causantes del calentamiento global del planeta.

Una vez más, el proyecto ha sido posible gracias a una regulación energética adecuada que hace posible que distintos agentes económicos participen en toda la cadena de valor (comercialización, licuefacción y carga del gas natural en camiones y suministro a clientes finales). Los aspectos clave de esta regulación son los siguientes:

- Programa *Gas para las Regiones*, a través del cual el Gobierno peruano ha acordado con los productores de gas natural en Camisea, orientados fundamentalmente al mercado de exportación, que un determinado volumen de gas natural sea dedicado a suministrar el mercado interno a unos precios competitivos.
- Determinación de unas tarifas que incorporan de forma adecuada todos los costes de la cadena de valor del gas natural: coste del gas en origen, transporte por gasoducto hasta la planta de Perú LNG en Pampa Melcho-

rita, licuefacción y carga del gas natural en camiones cisterna, transporte por carretera y almacenamiento del GNL, posterior regasificación en las plantas ubicadas en cada una de las poblaciones y suministro del gas natural a clientes residenciales, comerciales e industriales a través de redes de distribución. El esquema tarifario hace compatible la obtención de una retribución adecuada para los distintos agentes que intervienen en la cadena con la oferta de un precio a los clientes que les permite obtener un ahorro significativo con respecto a la energía que utilizan en estos momentos.

### 2.3. SUMINISTRO DE GNL AL MERCADO INDUSTRIAL DE PUERTO RICO

Gas Natural Fenosa, a través de la compañía Ecoeléctrica (en la que tiene una participación de 50%) opera una planta de almacenamiento y regasificación de GNL en la costa sur de Puerto Rico. Esta planta permite suministrar gas natural a una central de ciclo combinado, ubicada en el mismo emplazamiento y operada también por Ecoeléctrica, y a otra central de generación eléctrica operada por PREPA, la compañía eléctrica pública de Puerto Rico. El uso del gas natural para la generación de electricidad permite reducir de forma importante los costes de generación eléctrica de la isla, a la vez que reduce la emisión de partículas y gases contaminantes en relación a la generación con fuelóleo o diesel, que hoy juegan un papel predominante en Puerto Rico.

El proyecto en el que en estos momentos está trabajando Gas Natural Fenosa es la instalación en un terreno anexo a la planta de un cargadero de camiones cisterna de GNL que permita suministrar GNL, en una primera fase, a los mercados industrial y comercial de la isla. En una fase posterior se podrá suministrar también al mercado residencial. El GNL será transportado por carretera mediante camiones cisterna hasta las plantas de almacenamiento y regasificación que estarán junto a las instalaciones de los clientes, donde el GNL será convertido en gas natural para su consumo por parte de los mismos.

El proyecto permitirá ofrecer a los clientes industriales y comerciales de la isla una alternativa energética económica, fiable y respetuosa con el medio ambiente, a la vez que permitirá diversificar la matriz energética de la isla, en estos momentos muy centrada en el uso de derivados del petróleo (fuelóleo, diesel y GLP).

### 2.4. PLANTA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DE TORITO EN COSTA RICA

El mes de abril del año 2015 entró en operación comercial la planta hidroeléctrica de Torito, en Costa Rica. Se trata de una planta de generación hidroeléctrica con una potencia instalada de 50 MW que está ubicada en la zona noreste del país y aprovecha las aguas del río Reventazón. El proyecto está siendo desarrollado bajo la modalidad BOT (*Build, Operate and Transfer*), según la cual Gas Natural Fenosa es responsable de la construcción y operación de la planta durante un periodo de 20 años, durante el cual vende la electricidad producida al ICE (Instituto Costarricense de Electricidad). Una vez transcurrido este periodo la planta

será transferida al ICE. Gas Natural Fenosa ya está operando bajo estas mismas condiciones una planta similar en La Joya desde el año 2007.

Este proyecto es un ejemplo claro de colaboración público/privada. En Costa Rica, el sector eléctrico está gestionado por el ICE, empresa de control público. Sin embargo, existe la posibilidad de que algunas instalaciones de generación sean construidas y operadas por empresas privadas. Ello permite que empresas como Gas Natural Fenosa puedan aportar al sector eléctrico de Costa Rica tanto su capacidad inversora como su experiencia en la construcción y operación de plantas de generación, colaborando así en la mejora de la eficiencia del sistema eléctrico y en la reducción de sus costes.

## 2.5. INTRODUCCIÓN DEL GAS NATURAL EN AMÉRICA CENTRAL

Desde el año 2014 diversos gobiernos de la región de América Central, así como organismos multilaterales como el Banco Mundial y el BID (Banco Interamericano de Desarrollo) están trabajando en el análisis de la viabilidad del suministro de gas natural en la región de América Central. En estos momentos, hay suministro de gas natural en México y en Colombia, pero no hay todavía suministro a ninguno de los países de América Central. Gas Natural Fenosa está participando en todos los foros de debate que se están llevando a cabo para analizar el proyecto, y ha mostrado su voluntad de tener un papel importante en el posterior desarrollo del mismo.

El principal *driver* que puede dar sentido a las inversiones necesarias para introducir el gas natural en la región es su uso en la generación de energía eléctrica. Es por tanto imprescindible entender bien la situación de los sistemas eléctricos de la región. Cuatro son los aspectos clave del sector:

- Se está dando, y se prevé que continúe durante los próximos años, un crecimiento sostenido de la demanda de electricidad, por lo que se requerirá incorporar nuevas instalaciones de generación.
- Existe una importante participación de las instalaciones hidráulicas en el *mix* de generación. Este parque hidráulico requiere, sin embargo, el *back-up* de instalaciones de generación térmica que permita dar cobertura en periodos de pocas lluvias, en los que la generación hidráulica se puede reducir de forma muy sustancial.
- No hay un gran potencial de desarrollo de nuevos proyectos hidroeléctricos, y los proyectos previstos tienen poca capacidad de almacenamiento de agua.
- El parque de generación térmica existente es obsoleto, con muy bajos niveles de eficiencia y utiliza derivados del petróleo. Todo ello hace que la energía eléctrica generada por este parque sea cara y con un elevado impacto ambiental.

En este escenario, el gas natural se configura como una solución estratégica para el desarrollo del parque de generación eléctrico en la región, asegurando la

competitividad y sostenibilidad del suministro energético en la zona y permitiendo:

- diversificar los aprovisionamientos energéticos;
- sustituir los combustibles más caros y contaminantes del parque de generación térmico actual;
- proporcionar *back-up* a la generación hidráulica a precios competitivos, y
- un crecimiento escalable de la capacidad de generación instalada con precios de energía competitivos y con reducido impacto ambiental.

Se están analizando diversas soluciones para suministrar gas natural a la región. Las soluciones que en estos momentos parecen más viables, y potencialmente complementarias, son:

- la construcción de un gasoducto que se conecte a la red de transporte de gas natural de México y que permita el suministro de gas natural de los países del norte de la región (Guatemala, Honduras y El Salvador), y
- la construcción de una planta de almacenamiento y regasificación de GNL en Panamá, que permita el suministro de gas natural al mercado de generación eléctrico de este país (el mercado que está creciendo más en la región), a otros mercados del mismo (industrial, comercial y residencial), y el suministro a otros mercados de la zona de Centroamérica y Caribe a través de barcos de transporte de GNL de pequeño tamaño.

## 2.6. ADQUISICIÓN DEL GRUPO CGE

Gas Natural Fenosa suscribió en octubre del año 2014 un Contrato de Promesa de Compraventa con los principales accionistas de la sociedad chilena Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE), representantes del 54,19% del capital social, por el cual éstos se comprometieron irrevocablemente a vender sus acciones en el marco de la oferta pública de adquisición.

Posteriormente, Gas Natural Fenosa lanzó la Oferta Pública de Adquisición de acciones sobre la sociedad, que concluyó exitosamente, después de que accionistas representativos del 96,50% del capital social de la chilena, aceptaran la oferta.

Así, Gas Natural Fenosa Chile, filial de Gas Natural Fenosa, se convertía en el accionista mayoritario de la mayor distribuidora de electricidad y gas de Chile, y una de las principales compañías de su sector en Latinoamérica. La operación supuso un desembolso de aproximadamente 2.550 millones de euros. El tamaño total de la operación, incluyendo la deuda consolidada de CGE y la participación minoritaria de sus filiales, fue de aproximadamente 6.000 millones de euros.

La Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE) es la cabecera de uno de los grupos energéticos integrados más importantes del país. Concentra casi toda su actividad en el sector eléctrico y gasista en Chile (desde Arica a Puerto Wi-

lliams), Argentina (en cuatro provincias) y en Colombia (26 de los 32 distritos en la actividad de distribución de gas licuado).

En el mercado de electricidad, la compañía es responsable de la distribución del 40% de la energía eléctrica y satisface la demanda del 43% de los consumidores de Chile, con más de 2,5 millones de clientes. Es también el primer operador de red de alta tensión con una cuota de mercado del 35% y más de 3.400 kilómetros de líneas.

Por otro lado, cuenta con una participación directa en GASCO, una de las tres principales distribuidoras de GLP de Chile, con un 27% de cuota de mercado, y METROGAS, la principal distribuidora de gas del país, con más de 580.000 clientes. Asimismo, la compañía, a través de su participación en la planta de almacenamiento y regasificación de Quintero, se asegura una sólida posición en el mercado de gas natural licuado (GNL).

Con la adquisición de CGE, Gas Natural Fenosa está presente en el negocio energético en siete de las nueve mayores urbes de Latinoamérica y en las cinco principales capitales del continente (Bogotá, Buenos Aires, México D.F., Río de Janeiro y Santiago de Chile).

## PROYECTOS DE ACCIONA ENERGÍA EN LATINOAMÉRICA

RAFAEL MATEO

*Consejero Delegado, ACCIONA Energía*

### 1. Introducción

Latinoamérica es una región que está experimentando un importante crecimiento económico y demográfico y, por consiguiente, sus necesidades energéticas también están aumentando. La región y los reguladores deben buscar una solución que cubra la demanda eléctrica basada en los imperativos de crecimiento y desarrollo económico, sostenibilidad ambiental, y que garantice el acceso y la seguridad de suministro.

Los latinoamericanos tienen ante sí una magnífica oportunidad para desarrollar un sistema energético para el presente y el futuro que sea capaz de armonizar el progreso económico con la sostenibilidad ambiental. Cuentan con recursos naturales excepcionales y se dispone ya de la tecnología idónea, basada en las renovables, para hacerlo realidad no sólo desde la rentabilidad social o ambiental, sino también desde la económica.

Las energías renovables constituyen una solución única a los retos que afronta Latinoamérica por sus características intrínsecas (disponibilidad global, carácter inagotable, modularidad y adaptabilidad, creciente gestionabilidad, proximidad a los centros de consumo, creación de valor añadido en el propio país), la reducción de sus costes y las mejoras tecnológicas que han experimentado en los últimos años y que las han hecho competitivas técnica y económicamente.

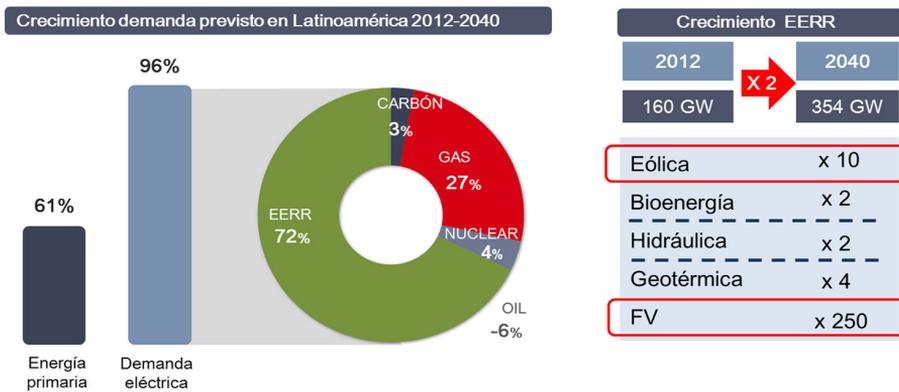
Conscientes de la enorme potencialidad de las tecnologías limpias, los países y reguladores de esta región están implementando mecanismos de fomento de las energías renovables como vía más sostenible y económicamente eficiente para afrontar el reto energético que tienen ante sí, y que no es otro que el de alimentar el desarrollo y la prosperidad de sus respectivos pueblos.

## 2. El futuro energético en Latinoamérica es renovable

Algunas cifras dan idea de la necesidad de energía que va a caracterizar a esta región del mundo en las próximas décadas (gráfico 1). El crecimiento de la demanda de energía primaria previsto en Latinoamérica entre 2012 y 2040 es de un 61%. Por su parte, la demanda eléctrica se espera que tenga un crecimiento del 96%, del cual un 72% será de origen renovable, pasando así la capacidad instalada de renovables al doble de la actual (de 160GW a 354GW)<sup>1</sup>.

Dentro de las tecnologías renovables, la eólica y la solar fotovoltaica constituyen las tecnologías de mayor crecimiento, según los cálculos de la Agencia Internacional de la Energía.

GRÁFICO 1.—Crecimiento de la demanda previsto en Latinoamérica 2012-2040



Fuente: IEA, WEO 2014.

Pero la región no solo afronta el reto del crecimiento de la demanda energética, sino que éste debe ir acompañado por una mejora de la calidad de la misma y de los servicios asociados. En concreto, una de las principales tareas pendientes es dar suministro a los 23 millones de personas<sup>2</sup> que actualmente carecen de acceso a la electricidad (5% de la población).

Todo ello, sin dejar de lado el imperativo de acompasar el desarrollo energético con la lucha contra el cambio climático, cuyo impacto en caso de un aumento en la temperatura de 2.5°C en el presente siglo, sería de una reducción del 2.5% del PIB<sup>3</sup> en la economía latinoamericana.

1. Fuente: IEA, WEO 2014.

2. Fuente: IEA, WEO 2014.

3. Fuente: COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE, *La economía del cambio climático*.

En este sentido, las energías renovables resultan esenciales en la lucha contra el cambio climático ya que, dado que no generan CO<sub>2</sub> ni otros gases de efecto invernadero, en 2012, por ejemplo, evitaron a nivel mundial el 22% de las emisiones del sector energético<sup>4</sup>.

### 3. Las energías renovables favorecen la competitividad

La electricidad constituye un recurso imprescindible en el desarrollo de las actividades económicas e industriales, sin el cual éstas no pueden llevarse a cabo y crecer. Sin embargo, el impacto de la electricidad sobre los costes de producción representa sólo un 1.44% de media entre los países más industrializados<sup>5</sup>.

Incluso en las industrias intensivas en consumo energético como las del papel, acero, química o metales no ferrosos, el coste de la electricidad no es determinante en los costes de producción (peso de la electricidad media sobre el coste total: papel 1,9%; metales no ferrosos 2,6%; acero 0,9%, y química 1,05%)<sup>6</sup>.

Con el objetivo de que este consumo eléctrico siga sin tener un impacto relevante en la economía empresarial, el desarrollo energético debe tener en cuenta criterios de desarrollo y crecimiento económico que garanticen fuentes de energía económicamente competitivas y generen además beneficios macroeconómicos locales.

Los avances tecnológicos de las energías renovables derivados de su desarrollo e importantes esfuerzos en I+D están reduciendo notablemente sus costes en un proceso todavía con largo recorrido, posicionándolas ya a nivel global como una solución competitiva con los ciclos combinados de gas y más barata que la generación eléctrica a partir de carbón y la nuclear<sup>7</sup>.

Además, en los próximos años se espera que sus costes sigan bajando en un 35% en el caso de la eólica y al menos un 40% en el caso de la solar fotovoltaica (gráfico 2).

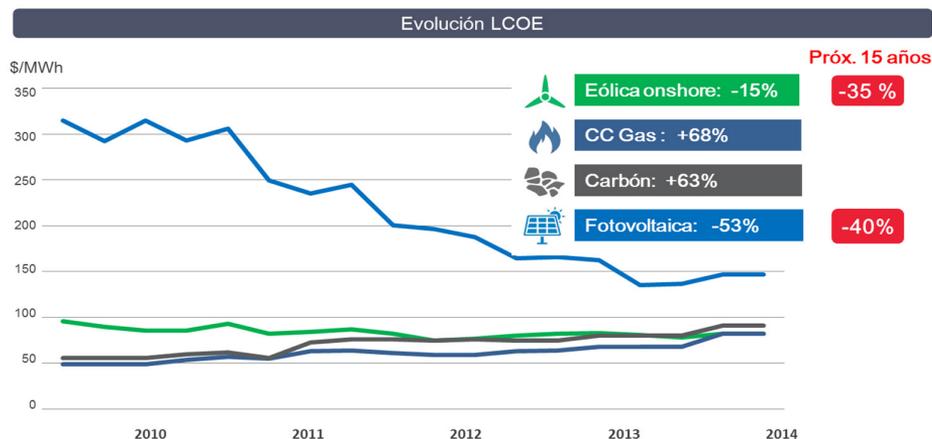
4. Fuente: IEA, *WEO 2014*.

5. Fuente: BCG, *The Shifting Economics of Global Manufacturing 2014*.

6. Fuente: BCG, *Sustainable Sttlemaking 2009*. ROLAND BERGER, *Studie: Effizienzsteigerung in stromintensiven Industrien 2011*. EUROSTAT, *Structural Business Statistics in EC 2014*.

7. Fuente: BLOOMBERG NEW ENERGY FINANCE, *Levelized Cost of Electricity Update*.

GRÁFICO 2.—Evolución LCOE



Fuente: Bloomberg New Energy Finance, *Levelized Cost of Electricity Update*

En el caso de Latinoamérica, las energías renovables ya son competitivas económicamente. El coste de un MWh de electricidad eólica se sitúa en los 79 US\$<sup>8</sup>, por debajo del precio industrial de la electricidad de las economías que representan el 79% del PIB de la región.

Además, las energías renovables generan importantes beneficios macroeconómicos a nivel local. Un ejemplo claro es el experimentado en los últimos años en Europa, región pionera en el desarrollo de energías renovables, cuyas empresas:

- han actuado como desarrolladores, fabricantes de turbinas, operadores etc., copando los primeros puestos de los rankings del sector, hasta fechas recientes;
- han desarrollado tecnología y economías de escala;
- tienen experiencia y capacidad de interlocución con los reguladores, y
- conocen los mercados y su problemática.

Por todo ello, los países europeos están capturando estos beneficios económicos en tres vertientes:

- Favoreciendo la *independencia energética*, al evitar la necesidad de combustibles fósiles de los que la UE carece, ahorrando con ello €10bn/año en costes<sup>9</sup> y reduciendo su exposición a la volatilidad de precios de los combustibles fósiles.

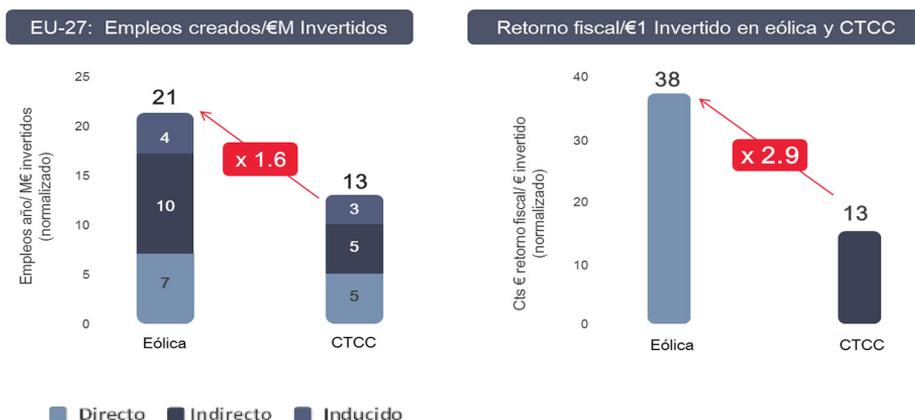
8. Fuente: Bloomberg New Energy Finance, *Climatescope 2014*.

9. Fuente: EWEA, *Summary of the Impact assessment for a 2030 climate and energy policy framework*.

- Impulsando el *desarrollo industrial*. El sector eólico ha contribuido de forma relevante en la balanza comercial de la UE aportando €2,5bn/año<sup>10</sup>. Una muestra clara de este impulso europeo es que el 55% de las solicitudes de patentes eólicas en el mundo provienen de la UE<sup>11</sup>.
- Creando *empleo*, dado que las renovables (y la eólica en particular) crean más empleo que cualquier tecnología convencional, según la Comisión Europea<sup>12</sup>.

Más concretamente, como prueba del alto potencial de las energías renovables, en Europa por cada millón de euros invertidos en energía eólica se generan 21 puestos de trabajo y 380.000 euros de retorno fiscal. Esto es, la eólica contribuye *1,6 veces más que las centrales de gas de ciclo combinado a crear empleo* y *2,9 veces más retorno fiscal* (gráfico 3).

GRÁFICO 3.—*Creación de empleo y retorno fiscal de la tecnología eólica vs. CCGT*



Fuente: Ernst & Young,  
*Analysis of the value creation potential of wind energy policies, 2012*

#### 4. Es crítico crear entornos de inversión estables

En Latinoamérica se esperan invertir en los próximos 25 años 1,1 trillones de dólares en el sector eléctrico, de los cuales 593 billones lo serán en nueva capaci-

10. Fuente: EWEA, *Summary of the Impact assessment for a 2030 climate and energy policy framework*.

11. Fuente: EWEA, *Summary of the Impact assessment for a 2030 climate and energy policy framework*.

12. Fuente: EUROPEAN COMMISSION, *Impact assessment: «A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030»*.

dad de generación, representando las energías renovables 475 billones de dólares, un 80% del total de la inversión<sup>13</sup> (\*).

Parece obvio que los países con entornos más atractivos sean los que capten mayores cuotas de esa inversión prevista. Concretando las características de un entorno atractivo a estos efectos, podríamos sintetizar las siguientes:

#### 4.1. MARCO REGULATORIO ESTABLE

Un marco que responda a un objetivo estratégico común, aceptado por la mayor parte de los representantes políticos y de la sociedad y desarrollado conforme a una estrategia de largo plazo, acompañada por un conjunto alineado de políticas e instrumentos a corto, tales como:

- Instrumentos flexibles para adaptarse a los cambios de corto plazo, sin perder de vista el objetivo común.
- Anticipación y no reacción ex-post.
- Monitorización, control y seguimiento.

#### 4.2. FINANCIABILIDAD

Un entorno que facilite la financiabilidad de los proyectos, con máximas garantías y el crédito a precios competitivos: contratos de compraventa de energía a largo plazo (PPA), mecanismos de tarifa estables, involucración de grandes bancos y de instituciones financieras multilaterales, etc.

#### 4.3. BALANCE ENTRE EL CONTENIDO LOCAL Y LA ATRACCIÓN DEL MERCADO A NUEVOS ENTRANTES

La inversión en renovables ha de verse también favorecida en un clima de colaboración entre agentes locales y empresas internacionales con experiencia en el sector, que permita aprovechar las sinergias existentes entre ambos ámbitos.

#### 4.4. PROCESO TRANSPARENTE, SEGURO Y ÁGIL PARA LA OBTENCIÓN DE PERMISOS Y ACCESO A LA RED

La agilidad y simplicidad administrativa resulta esencial en procesos cuyo desarrollo suele prolongarse durante varios años e implicar a diferentes administraciones con competencias diversas. Un procedimiento transparente, seguro, claro y simplificado ha de facilitar enormemente la materialización de las inversiones en plazos razonables, lo que resulta asimismo positivo desde el punto de vista de la financiación de los proyectos.

---

13. Fuente: IEA, *WEO 2014*.

(\*) Nomenclatura anglosajona en los términos billón y trillón.

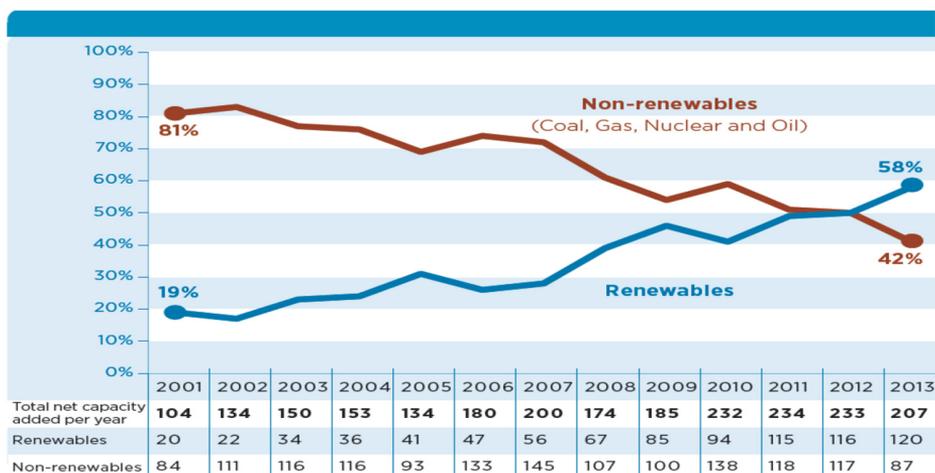
## 5. Transición hacia una nueva era energética

Ya nadie duda de que el mundo se encuentra actualmente en transición hacia una nueva era energética, en la que las tecnologías renovables van a ocupar –lo están haciendo ya– un lugar central. En perspectiva, es ilustrativo comprobar cómo a lo largo de la historia se ha venido registrando un proceso de *sustitución de fuentes*, vinculado a diversos modelos de civilización y desarrollo. Este enfoque revela que la extensión de las energías renovables no es un fenómeno coyuntural, sino un fenómeno de mucho mayor calado.

De acuerdo a las perspectivas de crecimiento para 2040, las energías renovables aportarán un 60% de la nueva capacidad instalada a nivel mundial, contando la eólica con un 21% y la solar fotovoltaica un 17%<sup>14</sup>.

Por primera vez, en 2013, a nivel mundial, la nueva capacidad instalada de renovables fue superior a la de otras tecnologías convencionales (gráfico 4). Mientras que en 2001 sólo el 19% de la nueva capacidad de generación eléctrica correspondió a tecnologías renovables, en 2013 alcanzó el 58%, frente a un 42% de nueva generación convencional.

GRÁFICO 4.–Porcentaje de nueva capacidad instalada global (2001-2013)



Fuente: IRENA, *Rethinking Energy*, 2014

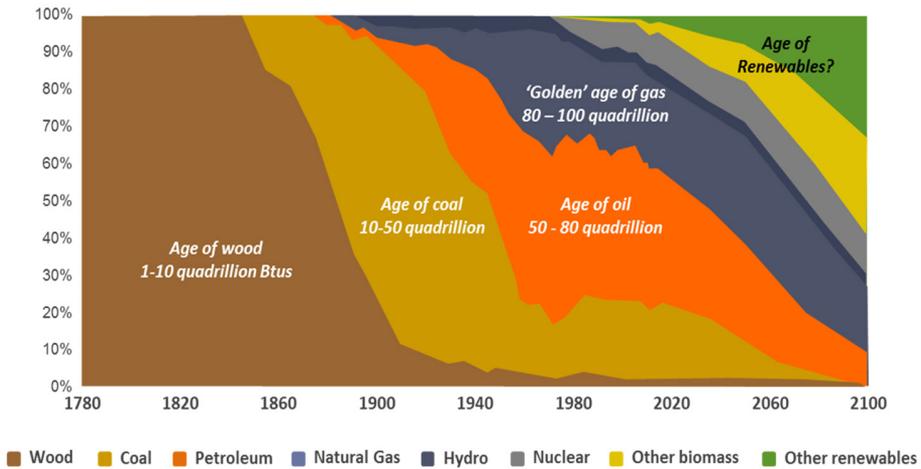
Latinoamérica, que espera desarrollar el 10% de la nueva potencia renovable a instalar<sup>15</sup> en los próximos 25 años, formará parte del proceso de transición hacia esa nueva era.

14. Fuente: IEA, *WEO 2014*.

15. Fuente: IEA, *WEO 2014*.

Efectivamente, nos encontramos en los albores de una nueva era energética de relevancia similar a la que en su momento tuvieron la era de la energía tradicional, del carbón o del petróleo (gráfico 5); que conllevará repercusiones intensas y duraderas en la civilización del futuro, en las estrategias de acceso a los recursos, en las relaciones internacionales, en la economía, en el comercio, en el diseño de nuestras ciudades y en tantos aspectos de la vida que apenas empezamos a vislumbrar. Repercusiones que esperamos sean a la postre positivas. No en vano las renovables cumplen como ninguna otra tecnología las condiciones para suministrar a toda la Humanidad la energía necesaria para la vida y la prosperidad bajo parámetros de equidad, eficiencia y sostenibilidad.

GRÁFICO 5.—Las eras de la energía



Fuente: City GPS, *Energy Darwinism. The evolution of the energy industry*, 2013

MARÍA JESÚS MARTÍN ESTEBAN

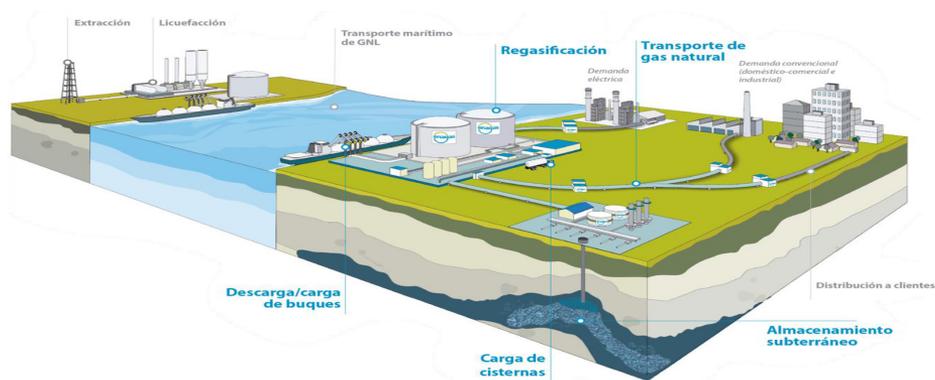
*Jefe de proyecto, ENAGÁS*

## 1. Introducción

Con más de 40 años de experiencia en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de infraestructuras gasistas, Enagás es el principal transportista de gas natural en España así como el Gestor Técnico del Sistema. También es TSO Europeo.

El conocimiento y liderazgo tecnológico, la capacidad y experiencia en el desarrollo, construcción, operación y mantenimiento de infraestructuras gasistas y la sólida estructura financiera posicionan a Enagás como una compañía líder en el *midstream* a nivel internacional.

GRÁFICO 1.–*Enagás posicionada en el midstream*



En el año 2011 realizamos nuestra primera operación internacional en México, donde actualmente somos accionistas de la Planta de Regasificación de Altamira, el Gasoducto de Morelos y la Estación de Compresión Soto La Marina. También somos propietarios de una participación en la planta de Regasificación de Quintero, en Chile. En Europa, además de contar con nuestras infraestructuras en España, somos accionistas del Gasoducto TAP (*Trans Adriatic Pipeline*), que es parte del nuevo corredor meridional a Europa. Este gasoducto de 871 km de longitud unirá Turquía con Grecia, Albania e Italia y forma parte del denominado *Southern Gas Corridor*, diseñado para suministrar gas natural procedente del Mar Caspio a Europa. La última adquisición ha sido la de Swedegas en Suecia. En estos momentos Enagás está presente en 8 países.

En cuanto a Perú, Enagás es accionista de las dos únicas infraestructuras de transporte de gas: Transportadora de Gas de Perú y Gasoducto Sur Peruano.

GRÁFICO 2.—Internacionalización de Enagás

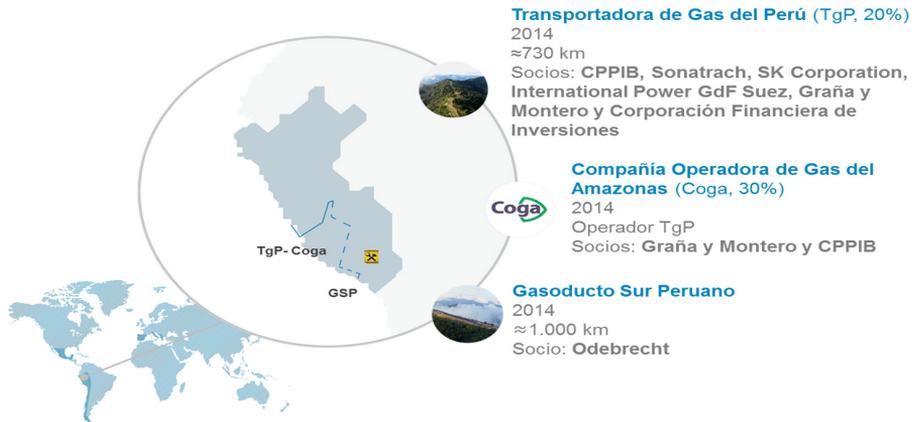


## 2. Enagás en Perú

A finales de 2012, Enagás comenzó a analizar oportunidades de inversión en Perú por ser un país con un crecimiento económico sostenido, estabilidad política y jurídica y con un gran potencial de desarrollo en la industria del gas natural.

En marzo de 2014 Enagás realizó su primera operación en el país al comprar el 20% de TgP (Transportadora de Gas del Perú) y el 30% de Coga (Compañía Operadora de Gas del Amazonas).

De forma paralela, se cerró un acuerdo de consorcio con Odebrecht para participar en el proceso de licitación del Gasoducto Sur Peruano. Desde entonces, Perú es un mercado prioritario para la compañía con el que estamos fuertemente comprometidos.

GRÁFICO 3.–*Enagás en Perú*

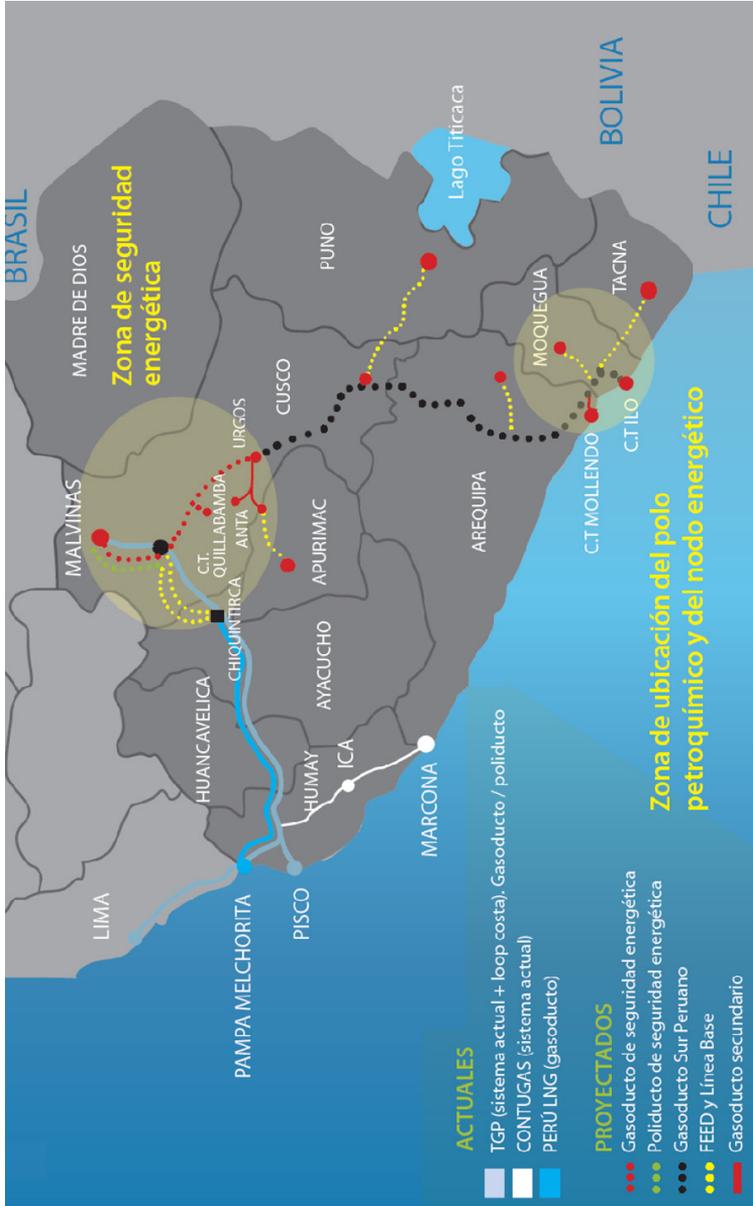
### 3. Gasoducto Sur Peruano

En junio de 2014 se adjudicó el proyecto Gasoducto Sur Peruano (GSP) al consorcio en el que participa Enagás, consolidándose así nuestra posición en el sector de transporte de gas del país.

El proyecto Gasoducto Sur Peruano es una concesión a 34 años, donde Enagás tiene una participación del 25% en la sociedad concesionaria junto con su socio Odebrecht, que tiene el 75% restante.

Enagás es el operador calificado, lo que significa que durante un plazo mínimo de 10 años tiene la responsabilidad de mantener una participación mínima del 25%, tener el control de las operaciones técnicas del sistema de transporte y nombrar al gerente de operaciones de la concesionaria.

GRÁFICO 4.—Gasoducto Sur Peruano



Este gasoducto tendrá una longitud de más de 1.000 km y transcurrirá por tramos de selva y sierra, llegando a una altitud máxima de 4.890 metros y bajando hasta el nivel del mar, en la costa. Resaltar que más del 50% de la traza de este gasoducto discurre por encima de los 3.000 metros.

Este proyecto abre la puerta a oportunidades beneficiosas para el país en términos de generación de empleo. La concesionaria GSP ha creado un grupo específico de relaciones comunitarias con el objetivo de dar a conocer entre las comunidades próximas al trazado el proyecto e identificar las expectativas de estos grupos.

La concesionaria GSP tiene el compromiso social de fomentar la contratación de mano de obra en estas comunidades así como en las regiones cercanas al trazado, dando preferencia a la contratación de personal peruano con el objetivo de impulsar el desarrollo económico del país.

Adicionalmente, este proyecto aportará a Perú seguridad energética y ayudará a la industrialización del sur, fomentando el desarrollo y la competitividad, al proporcionar acceso a una energía más eficiente y limpia.

#### **4. Transportadora de Gas del Perú**

Enagás también tiene una participación en TgP (Transportadora de Gas del Perú), una sociedad que constituye un ejemplo de éxito en cuanto al diseño, construcción, operación y mantenimiento de infraestructuras de transporte de gas en Perú.

El desarrollo del proyecto Camisea, que incluye el desarrollo de la infraestructura de transporte de TgP, ha sido una pieza fundamental en el desarrollo energético del país, cambiando la matriz energética de Perú.

TgP es una concesión a 33 años que se puso en marcha en el año 2004 tras 44 meses de construcción, superando con éxito grandes retos tecnológicos, sociales y medioambientales gracias al conocimiento de los socios así como a la transparencia y a un alto nivel de compromiso.

Para superar los retos medioambientales se pusieron en marcha diferentes programas. TgP cofinancia el programa científico más ambicioso de América Latina para la protección y conservación de uno de los ecosistemas más ricos del planeta, el Programa de Monitoreo de la Biodiversidad, que en su desarrollo ha permitido descubrir 60 nuevas especies. El monitoreo se realiza de forma trimestral en diversos puntos a lo largo del derecho de vía, analizando parámetros como ruido, emisiones atmosféricas, calidad del aire y efluentes.

En cuanto al compromiso social, se han desarrollado más de 140 proyectos ejecutados en costa, sierra y selva, que han beneficiado a más de 28.000 personas. Hay que destacar el programa de educación en la zona de selva, con el que se capacitan profesores en dos idiomas, español y la lengua local, consiguiéndose un nivel de enseñanza similar al de Lima. Este proyecto es referente en Perú y se

ha desarrollado con los más altos estándares y manteniendo el compromiso social y medioambiental.

Como conclusión, en estos más de 10 años TgP ha demostrado ser una compañía de prestigio internacional. Está desarrollando las mejores prácticas en la industria y contribuye al crecimiento del país con un alto nivel de compromiso con la sostenibilidad a través, entre otros, de programas sociales y medioambientales. Esta realidad fue un aliciente para que Enagás entrara en el 2014 en el accionariado de TgP.

## EPÍLOGO



## OBJETIVO SOSTENIBILIDAD: UN ENFOQUE DE MERCADO

MARÍA TERESA COSTA-CAMPI

*Catedrática de Economía. Directora de la Cátedra de Sostenibilidad Energética  
Universidad de Barcelona  
Coordinadora del Proyecto FUNSEAM*

XAVIER MASSA

*Investigador de la Cátedra de Sostenibilidad Energética  
Universidad de Barcelona*

### **1. Introducción: mercados y sostenibilidad**

Ante el cambio que supone para el sector energético el objetivo de la sostenibilidad medioambiental, es preciso fijar que pasos deben darse sin poner en riesgo la seguridad de suministro, la competitividad de la industria y unos precios accesibles para los consumidores. La clave que puede permitir la consecución conjunta de los objetivos en materia de energía y clima para 2030 (reducción de emisiones del 40%, un 27% de renovables en el consumo final de energía y una mejora de la eficiencia energética también del 27%), sin dañar la competitividad de la economía y el suministro eficiente de energía, son los avances tecnológicos. En este sentido, el progreso técnico es la vía que puede permitir a su vez alcanzar estos objetivos a través de soluciones de mercado. Debido a los elevados costes que han supuesto los sistemas de apoyo generalizados para tecnologías hipocarbónicas, se plantea la necesidad de iniciar una transición progresiva de estas tecnologías subsidiadas hacia un criterio de mercado. No se trata estrictamente de una competencia con las tecnologías convencionales, sino la necesidad de establecer mecanismos más acordes con el funcionamiento del mercado para fomentar la consecución de los objetivos de sostenibilidad.

Desde esta perspectiva, la sostenibilidad pasa a ser un componente de competitividad por parte de las compañías energéticas. Convertir la mejora medioam-

biental en un objetivo propio de la empresa debe ser adoptado como una estrategia competitiva por parte de las compañías energéticas en un futuro libre de emisiones. Grandes compañías pertenecientes o relacionadas con el sector energético ya hace tiempo que están aplicando esta estrategia. Prueba de ello es su presencia en los indicadores internacionales de sostenibilidad<sup>1</sup> y los resultados que estas obtienen en el observatorio para la sostenibilidad energética y ambiental FUNSEAM<sup>2</sup>, que es un mecanismo que tiene como objetivo seguir los avances que las empresas del sector energético y de infraestructuras energéticas efectúan en materia de sostenibilidad<sup>3</sup>. Cabe destacar el esfuerzo realizado por las empresas energéticas que operan en el mercado ibérico ya que aparecen situadas en los primeros lugares de todos los indicadores.

Si bien la regulación ha incidido en los resultados obtenidos, las empresas han tomado decisiones que han ido más allá de las propias exigencias normativas. La regulación debe fijar unos objetivos ambientales y diseñar unos mecanismos que, a su vez, impulsen a las empresas a desplegar una política de sostenibilidad que amplíe el alcance estricto del marco normativo. La investigación académica demuestra que la *buena* regulación es aquella que se fundamenta en los principios de la *Smart Regulation*<sup>4 y 5</sup>. De esta forma, las instituciones responsables en la materia deben fijar un marco legislativo que integre a empresas y consumidores: establecer un marco regulatorio simple claro y estable, que atraiga la inversión en energía con procedimientos limpios y transparentes y, sobre todo, que empuje a las empresas a ir más allá de la propia normativa, incentivando la adopción de los objetivos medioambientales como propios de la empresa para la mejora de su competitividad.

Estas notas analizan, en primer lugar, cuales son los objetivos medioambientales fijados a medio plazo y como estos afectan al sector energético. Posteriormente, se analizan los problemas en el diseño de mercado derivados de la transición hacia una economía hipocarbónica. Finalmente, se presenta una visión de la sostenibilidad energética y ambiental como un elemento de competitividad para las compañías.

1. Newsweek, Green Rankings, Global 100, *Most Sustainable Corporations in the World, Sustainability Yearbook 2015 – ROBECOSAM...*
2. <http://observatorio.funseam.com/>
3. COSTA-CAMPI & RAMÍREZ-PISCO (2013), «Objetivos y actuaciones de las empresas españolas en materia de sostenibilidad energética» en: FUNSEAM, *Responsabilidad social corporativa en el ámbito de la sostenibilidad energética y ambiental*, Cizur Menor (Navarra), Civitas Thomson Reuters, pp. 187-205.
4. COSTA-CAMPI, M. T.; GARCÍA-QUEVEDO, J., & SEGARRA, A. (2015), «Energy efficiency determinants: An empirical analysis of Spanish innovative firms», *Energy Policy*, 83, 229-239.
5. COSTA-CAMPI, M. T. (2015), *Smart Regulation for the energy sector challenges*, 6th World Forum on Energy Regulation, Istanbul, 25-28 May.

## 2. Cumplimiento de los objetivos energéticos y medioambientales UE 2030 a través de mecanismos de mercado

Como señala la Comisión Europea en el documento donde se establecen los objetivos en materia de clima y energía para 2030, «es necesario continuar avanzando en pos de una economía hipocarbónica que garantice una energía competitiva a un precio asequible para todos los consumidores, cree nuevas oportunidades para el crecimiento y el empleo, ofrezca una mayor seguridad de abastecimiento energético y reduzca la dependencia de la Unión con respecto a las importaciones en su conjunto»<sup>6</sup>.

En esa dirección, la Comisión Europea recomienda el establecimiento de un objetivo central de reducción de emisiones internas de gases de efecto invernadero (GEI) del 40% en 2030 con respecto a las emisiones de 1990. Este objetivo se debe alcanzar con un esfuerzo diferenciado entre los sectores sujetos al Régimen de Comercio de Derechos de Emisión, a los cuales se les pide una reducción del 43%, mientras que los sectores no sujetos deberán aportar una reducción del 30%, ambos respecto a los valores existentes en 2005.

A diferencia de los objetivos fijados para 2020, donde había 3 pilares al mismo nivel, en 2030 los objetivos de renovables y eficiencia energética quedan subeditados a la consecución del primero. La Comisión entiende que un objetivo de reducción de emisiones del 40% debe conducir por sí mismo a alcanzar una cuota de renovables sobre el consumo de energía final mínimo del 27%. Este objetivo será obligatorio para el conjunto de la UE, mientras que los países miembros establecerán sus propios objetivos individuales que deben ir en consonancia al cumplimiento del objetivo global. Se espera que el objetivo de renovables tenga especial impacto en el sector eléctrico, cuya cuota procedente de fuentes renovables debería pasar del 21% actual a, como mínimo, el 45% en 2030<sup>7</sup>.

Por lo que se refiere a la eficiencia energética –tercer pilar establecido en el marco estratégico para el clima y la energía en el 2020 con un objetivo de mejora del 20%–, el análisis de la Comisión mostraba que un objetivo de reducción de emisiones del 40% requeriría un mayor nivel de ahorro de energía de alrededor del 25 % en 2030. Este objetivo, que no es vinculante por sí mismo, se modificó después de la revisión llevada a cabo a mediados del 2014<sup>8</sup>. En la revisión se estipuló un objetivo de mejora del 30%, basado en una combinación de medidas vinculantes de la UE y de medidas nacionales que ha demostrado ser eficaz para impulsar progresos notables por parte de los Estados miembros.

Para conseguir alcanzar estos objetivos de forma que no se erosione la competitividad de las empresas ni la accesibilidad por parte de los hogares, desde la Comisión se promueven planteamientos más orientados al mercado que reflejen la evolución de la estructura de costes de las tecnologías de la energía y la cre-

6. COM (2014) 15, *Un marco estratégico en materia de clima y energía para el periodo 2020-2030*.

7. COM (2014) 15, *Un marco estratégico en materia de clima y energía para el periodo 2020-2030*.

8. COM(2014) 520, *La eficiencia energética y su contribución a la seguridad de la energía y al marco 2030 para las políticas en materia de clima y energía*.

ciente competitividad de los costes en el mercado interior. En este contexto, en el período 2020-2030 deben reducirse progresivamente hasta su desaparición las subvenciones para las tecnologías energéticas consideradas maduras, incluidas ya en esta clasificación aquellas energías renovables capaces de competir en condiciones de mercado.

El principal mecanismo de mercado en marcha para favorecer la consecución de los objetivos medioambientales es el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE<sup>9</sup>, más conocido por sus siglas en inglés EU-ETS (*Emission Trading System*). El objetivo de este régimen es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de una forma económicamente eficiente. El régimen se basa en el enfoque denominado «de limitación y comercio»: cada año la UE establece el límite de emisiones totales procedentes de las centrales energéticas, las industrias con gran consumo de energía y las aerolíneas comerciales cubiertas por el régimen. Dentro de estos límites, las empresas pueden comprar y vender cuotas de emisiones según sus necesidades. Cada cuota permite al titular emitir una tonelada de CO<sub>2</sub>, el principal gas de efecto invernadero, o la cantidad equivalente de otro gas de efecto invernadero<sup>10</sup>.

Del correcto funcionamiento de este mecanismo depende en gran parte la progresiva desaparición de los actuales sistemas de incentivos o subsidios a las tecnologías para la reducción de las emisiones. Sin embargo, hasta el momento no está impulsando de manera suficientemente adecuada las inversiones en tecnologías con baja emisión de carbono debido a un excedente acumulado de derechos de emisión, causado en parte por el estancamiento de la actividad económica derivado de la crisis económica y financiera. Por este motivo, la Comisión ha aprobado recientemente la reforma del sistema<sup>11</sup>, para que pueda ser eficaz a la hora de fomentar las inversiones en tecnologías hipocarbónicas con el menor coste para la sociedad, dado que si las compañías son conscientes de que deberán afrontar elevados precios por sus emisiones tendrán todos los incentivos para invertir en el desarrollo de tecnologías hipocarbónicas<sup>12</sup>.

La normativa vigente hasta mayo de 2015 establecía una oferta de derechos de emisión en subasta en el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión UE que estaba mal diseñada y de la que se ha demostrado su ineficacia. La demanda de derechos, al ser flexible, se ha visto influida por la situación económica y por otros factores, como el precio de los combustibles fósiles. Esto se ha traducido en un excedente de unos 2.000 millones de derechos de emisión en el periodo de comercio actual (2013-2020). Un excedente considerable que reduce los incentivos para realizar inversiones hipocarbónicas al afectar negativamente a la

9. EUROPEAN COUNCIL SN79/14 (23 and 24 October 2014), *Conclusions on 2030 Climate and Energy Policy Framework*.

10. <http://www.consilium.europa.eu/es/press/press-releases/2015/05/13-market-stability-reserve/>

11. COM (2015) 337, *Reforma EU ETS*.

12. ZACHMANN, G. (2015), «Making-Low Carbon Support Smarter», *Bruegel policy brief*, issue 2015/02.

rentabilidad del sistema. De no corregirse, ese desequilibrio hubiera mermado la capacidad del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión UE para alcanzar sus objetivos en las fases futuras en términos de reducción de emisiones<sup>13</sup>. Como medida a corto plazo para mitigar los efectos del excedente, se decidió posponer (*back-load*) la subasta de 900 millones de derechos de emisión del periodo 2014-2016 al 2019-2020<sup>14</sup>.

La Comisión ha ido modificando el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión<sup>15</sup> de la UE, por un lado, incrementando el volumen de reducción de emisiones anual y, por otro lado, incorporando una reserva de estabilidad del mercado. El aumento del porcentaje de emisiones que se retirarán del mercado anualmente se ha realizado acorde al nuevo objetivo fijado de reducción de emisiones en 2030; así, a partir de 2021 se pondrá en circulación un 2,2% de derechos de emisión menos cada año, mientras que en el periodo que nos encontramos (2013-2020) se está reduciendo en un 1,74%. Adicionalmente, la reserva de estabilidad del mercado se pondrá en funcionamiento a partir del 1 de enero de 2019. La reserva de estabilidad del mercado propuesta funciona activando ajustes de los derechos de emisión anuales subastados si el número de derechos de emisión en circulación sobrepasa los límites establecidos por un intervalo predefinido. Se añaden derechos de emisión a la reserva detrayéndolos de los disponibles para las subastas cuando se observe que existe un excedente temporal, y a la inversa si se detecta un déficit de derechos a subastar. En cualquier caso, la creación de la reserva de estabilidad del mercado no afecta al número de derechos de emisión gratuitos que se entregan a empresas industriales de sectores con riesgo de fuga de carbono. Tampoco cambia el total de derechos de emisión disponibles en toda la UE (conocido como el «límite máximo»)<sup>16</sup>.

La consecución de una señal de precio de mercado para las emisiones representativo del coste que estas suponen, es el elemento clave para la transición hacia una economía hipocarbónica. Reconocer este coste permitirá competir en igualdad de condiciones en el mercado a las tecnologías renovables con cero emisiones con las tecnologías convencionales emisoras, sin necesidad de mecanismos de apoyo que a través de los subsidios distorsionan el correcto funcionamiento de los mercados. Obviamente, la generación proveniente de tecnologías disruptivas y en fase precompetitiva queda fuera de este enfoque.

---

13. <http://www.consilium.europa.eu/es/politicas/climate-change/reform-eu-ets/>

14. Acuerdo COREPER (Comité de Representantes Permanentes de la Comisión) del 7 de noviembre del 2013.

15. COM (2014) 20, relativa al establecimiento y funcionamiento de una reserva de estabilidad del mercado en el marco del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión & COM(2015) 337, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para intensificar las reducciones rentables de emisiones y facilitar las inversiones en tecnologías hipocarbónicas.

16. COM (2014) 20, relativa al establecimiento y funcionamiento de una reserva de estabilidad del mercado en el marco del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión.

### 3. Nuevo diseño de los mercados para la sostenibilidad energética y ambiental

La consecución de los objetivos planteados en el apartado anterior, conjuntamente con los de seguridad de suministro y accesibilidad por parte de los consumidores, «requerirá una transformación radical del sistema energético europeo, incluida la implantación de una nueva concepción del mercado europeo de la electricidad»<sup>17</sup>.

Más concretamente, se espera que plantee un reto muy significativo al sector eléctrico puesto que «alcanzar los objetivos climáticos y energéticos de la Unión Europea para 2030 significará que hasta un 50% de la electricidad producida lo será a base de energías renovables». Este hecho plantea la necesidad de reformas en el sector, más aun cuando se es plenamente consciente de que «hoy en día los mercados no son suficientemente flexibles, ni en el lado de la oferta ni en el de la demanda, para ajustarse al aumento de la cuota de energías renovables en el mercado»<sup>18</sup> que requiere el nuevo escenario de transformación del sector eléctrico. «Una nueva configuración del mercado debe garantizar que los mercados de la energía puedan ajustarse a esta transición con unos costes mínimos»<sup>19</sup>.

Desde todos los puntos de vista trascendentes en el sector se tiene claro que «el objetivo actual es integrar plenamente las energías renovables en el sistema eléctrico, para lo que hay que asegurarse que los mercados estén preparados para ellas y fomentar su participación en los mercados de la electricidad en igualdad de condiciones con la generación tradicional»<sup>20</sup>.

Los principales problemas a los que se enfrenta el actual diseño de los mercados eléctricos para la integración de generación renovable de carácter variable son de falta de inversión y escasa flexibilidad. Por el lado de la inversión, el problema se ha observado en algunos mercados en los que la transición a gran escala hacia una producción eléctrica de capital intensivo a partir de la energía eólica y solar, con costes marginales cercanos a cero, ha dado lugar a largos períodos de precios bajos al contado y a menos horas de producción convencional. Este comportamiento de los mercados dificulta la atracción de inversiones en nueva capacidad renovable que por su carácter intensivo en capital se enfrenta a unos costes de financiación superiores, por el mayor riesgo asociado a la recuperación de la inversión. Pero también, ahuyenta la inversión en tecnologías de respaldo necesarias cuando el sol no brilla o el viento no sopla. En situaciones de este tipo, una condición básica para que los mercados de la electricidad envíen las señales de precios adecuadas para la inversión en capacidad es que los precios reflejen la escasez durante los picos de demanda, y que los inversores tengan confianza en que este hecho se traducirá en señales de precios a largo plazo. Además, el éxito

17. COM (2015) 340, *Lanzamiento de un proceso de consulta pública sobre la nueva configuración del mercado de la energía*.

18. COM (2015) 340, *Lanzamiento de un proceso de consulta pública sobre la nueva configuración del mercado de la energía*.

19. Idem.

20. Idem.

en la mayor implantación de renovables dependerá también de la consecución de una financiación a un coste moderado, lo que requiere la existencia de un marco de inversión estable que reduzca la carga y el riesgo asociado a la reglamentación del propio mercado.

Al mismo tiempo, la seguridad de funcionamiento de la red es más compleja técnicamente por la alta variabilidad de la generación de las energías renovables. Para integrar con éxito en el sistema la generación de electricidad procedente de energías renovables se necesitan unos mercados flexibles que abarquen una gama más amplia de actores, tanto de la oferta como de la demanda. De igual modo, la mejora de la interconexión y la potenciación –quizás a través de incentivos– de la respuesta de la demanda y de la generación convencional como respaldo, contribuirán a impulsar la flexibilidad necesaria para integrar las energías renovables en el mercado.

El refuerzo de las interconexiones, conjuntamente con el desarrollo en paralelo de un mercado intradiario transfronterizo, aportará mayor flexibilidad a los mercados que podrán nutrirse de excedentes de energía generada en otras zonas para cubrir picos de demanda. De esta forma, se podrá reducir la necesidad de generación de reserva y el sistema energético europeo podrá utilizar íntegramente el potencial que ofrecen las energías renovables. Todo ello debe complementarse con unas soluciones comunes frente a la congestión de las redes.

Por otro lado, un nuevo diseño de mercado debe permitir y favorecer que los «ciudadanos se adueñen de la transición energética». Según la Comisión, «la eficiencia energética y la respuesta a la demanda constituyen con frecuencia mejores opciones para equilibrar la oferta y la demanda que la de crear o mantener más centrales eléctricas o líneas de red»<sup>21</sup>. La posibilidad de aportar flexibilidad por el lado de la demanda (*Demand Response*) es el gran reto al que se enfrenta una nueva configuración del mercado. Las nuevas tecnologías y un adecuado diseño del mercado deben permitir un rol activo del consumidor ofreciendo ajustes de consumo para adaptarlo a la evolución de la situación cambiante de la oferta como si se tratará de una tecnología de generación más. En este sentido, se reconoce que «un factor clave de la respuesta a la demanda es el acceso de los consumidores a las señales de los precios que recompensan el consumo flexible. Estas pueden presentarse en forma de contratos de suministro basados en precios dinámicos o contratos que impliquen el control de la carga en respuesta a las condiciones del mercado o de la red»<sup>22</sup>. Por el momento, el papel de los consumidores es residual porque precisamente faltan estos incentivos para su participación en los mercados, posiblemente dado que los ahorros que pueden conseguir son muy reducidos y los costes de participación elevados, sean estos monetarios o de información. Además, existen barreras reglamentarias referentes a los mercados que todavía impiden su participación en igualdad con los generadores.

Otro elemento que puede ser clave para el aumento de la flexibilidad es el almacenamiento. Su integración en el mercado eléctrico potenciaría su flexibili-

21. COM (2015) 339, *Establecer un nuevo acuerdo para los consumidores de energía*.

22. COM (2015) 339, *Establecer un nuevo acuerdo para los consumidores de energía*.

dad: almacenar energía cuando existe un excedente de generación y los precios son bajos para consumirla en momentos en los que hay escasez de generación, permite compensar la elevada variabilidad que ofrecen las tecnologías de generación renovable.

La Comisión Europea, en su propuesta de un nuevo diseño del mercado, cree que «en muchos Estados miembros el funcionamiento del mercado podría mejorarse significativamente recurriendo al acoplamiento de mercados, mejorando los flujos transfronterizos y reforzando el comercio intradiario y la respuesta de la demanda.» «Considera necesario un diseño de mercado para la plena integración de las renovables que contemple la supresión de las restricciones en la formación de precios, así como acortar los plazos intradiarios de negociación y de ejecución, y ajustar más el cierre del mercado al tiempo real»<sup>23</sup>.

Tanto la reforma del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión que veíamos en el apartado anterior, como esta reforma del mercado, «constituye un paso fundamental para crear las condiciones que posibilitarían la inversión en nuevas capacidades de energía renovable impulsada por el mercado»<sup>24</sup>. Hasta que estos cambios no se completen es necesario seguir respaldando el desarrollo de las energías renovables, pero a través de mecanismos más próximos al mercado que eviten distorsiones en los precios y en las señales de inversión. En paralelo, cabe destacar la necesidad de armonizar los distintos regímenes de ayuda a las energías renovables que están en vigor en la UE. Este hecho aportaría beneficios «fomentando el desarrollo rentable de la generación a base de dichas energías en ubicaciones geográficas óptimas»<sup>25</sup>.

#### **4. La sostenibilidad energética y ambiental como elemento competitivo**

Ya hace algunos años que las compañías han incorporado la sostenibilidad como un valor vinculándolo a la mejora de su reputación y como elemento de su responsabilidad social corporativa. Sin embargo, ahora es el momento de dar un paso más y demostrar que el compromiso con la mitigación del cambio climático es un valor social y también una ventaja competitiva para la compañía. Los mercados han incorporado unos nuevos criterios de selección de inversores que optan por tener en su portafolio activos de empresas comprometidas con el objetivo de la sostenibilidad. Este enfoque aúna los intereses sociales con los empresariales, es una oportunidad que supone una nueva fuente de ingreso, un incremento potencial de clientes y, por consiguiente, la consecución de una cuenta de resultados más firme.

La sostenibilidad es un nuevo factor de competitividad. Prueba de ello es la mejora competitiva que está suponiendo el esfuerzo en la transición energética

23. COM (2015) 340, *Lanzamiento de un proceso de consulta pública sobre la nueva configuración del mercado de la energía*.

24. COM (2015) 340, *Lanzamiento de un proceso de consulta pública sobre la nueva configuración del mercado de la energía*.

25. *Idem*.

llevado a cabo por la industria europea. El aumento en el precio de la energía que soporta al internalizar el coste de los esquemas de incentivos y del mercado de derechos de emisión, se está viendo como una oportunidad para mejorar la eficiencia energética. Ante tal aumento de precios energéticos respecto a sus competidores, las industrias manufactureras han respondido con constantes mejoras de la intensidad energética, manteniendo una posición relativamente favorable. Esta posición de avance respecto a la eficiencia energética no solo favorece el progreso hacia el cumplimiento de los objetivos medioambientales sino también supone una ventaja competitiva ante un futuro cambio en las tendencias de precios. La transición de las tecnologías hipocarbónicas hacia mecanismos de mercado relajará los factores que provocan el incremento del precio en la UE. Alternativamente, cuando otras regiones tengan que afrontar la irreversible transición hacia una economía hipocarbónica también sufrirán este efecto alcista sobre los precios de la energía. Llegado el momento, los esfuerzos actuales que ayudan a cumplir las metas medioambientales, como la mejora de la intensidad energética en la industria, serán un elemento de ventaja competitiva para aquellas compañías que hayan iniciado la transición hacia el nuevo modelo de bajas emisiones.

Para despertar el lado más competitivo de la sostenibilidad, los consumidores podrán tener la posibilidad de reducir sus facturas a través de su participación en los mercados ofreciendo ahorros de consumo como si fueran una fuente energética más<sup>26</sup>. En este sentido, dentro de la revisión del diseño del mercado, la Comisión Europea velará por que la eficiencia energética y la respuesta de la demanda puedan competir en igualdad de condiciones con la capacidad de producción<sup>27</sup>. Otra forma de reducir el coste de la energía para los consumidores, mejorando su accesibilidad, es a través del autoconsumo o autogeneración a partir de fuentes renovables. Dicha actividad se considera un buen complemento de la generación centralizada, ya que al combinarla con el almacenamiento de energía contribuye a la reducción de los costes energéticos aportando flexibilidad al mercado, como lo hace la respuesta de la demanda. Al mismo tiempo, reduce la congestión en las redes disminuyendo la necesidad de nuevas inversiones y, por consiguiente, su traslación a la tarifa de acceso, reduciendo aún más los costes para el consumidor. Lo que demuestra que a la vez que se colabora en el cumplimiento de los objetivos medioambientales es posible mejorar la competitividad de industrias o la accesibilidad de los hogares respecto a sus costes energéticos.

Por lo demás, la UE favorece la competitividad sostenible en los productos que ofrecen sus compañías gracias a la legislación sobre diseño ecológico y etiquetado energético, que permite a los consumidores elegir con conocimiento de causa un producto en relación a su consumo de energía y el ahorro futuro que este producto le proporcionará haciendo más atractivo su precio final de venta.

26. La inclusión de la Respuesta de la Demanda en las subastas de los Mercados de Capacidad en UK y PJM (Pensilvania-Jersey-Maryland) confirman esta tendencia.

27. COM (2015) 80, *Estrategia Marco para una Unión de la Energía resiliente con una política climática prospectiva*.

Otro elemento competitivo que favorece la estrategia de sostenibilidad energética es el desarrollo de la innovación. La innovación en tecnologías hipocarbónicas reduce el coste de la transición del sector energético. El desarrollo de estas nuevas tecnologías potencia la posición en el mercado de la compañía a la vez que hace avanzar en el proceso de consecución de los objetivos medioambientales. Por tanto, se considera la innovación clave en todo este proceso de mejora ambiental, a la vez que resulta vital para fortalecer la posición competitiva de la empresa. La literatura económica ha demostrado<sup>28</sup> que las compañías de sectores sujetos al Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE han triplicado el número de patentes registradas de tecnologías hipocarbónicas desde su puesta en funcionamiento, mientras que las compañías de sectores no sujetos al Régimen de Comercio de Derechos de Emisión presentan una menor capacidad innovadora.

En definitiva, la innovación se contempla en el mundo empresarial como el elemento central de la ventaja competitiva. Consecuentemente, seguir una estrategia sostenible recompensa a las compañías mejorando su competitividad a través de diversas vías. En primer lugar, los ahorros de costes que se consiguen a través de la eficiencia en el uso de los recursos y en la modificación de los procesos. En segundo lugar, la innovación enfocada a la sostenibilidad permite incrementar el beneficio a través de la mayor facilidad para atraer a nuevos clientes e inversores, no solo por la mejor valoración de la reputación de la compañía sino también por su capacidad para diseñar nuevos productos y servicios más sostenibles. Un enfoque sostenible está necesariamente asociado a la investigación, al desarrollo y a la innovación y, por consiguiente, permite alcanzar ventajas competitivas robustas y de largo recorrido.

---

28. CALEL, R. and A. DECHEZLEPRÊTRE (2015), «Environmental policy and directed technological change: evidence from the European carbon market», *The Review of Economics and Statistics*, forthcoming.























