DOCUMENTO
FUNSEAM

08-2015

UNA APROXIMACIÓN A LA RECIENTE ARMONIZACIÓN EUROPEA EN EL ÁMBITO DE LA REGULACIÓN DEL GAS NATURAL. LOS CÓDIGOS DE RED

INFORME DE LA FUNDACIÓN PARA LA
SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL
Diciembre de 2015

FUNSEAM - FUNDACIÓN PARA LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL

C/ John M. Keynes 1-11. Despacho 316 | 08034 Barcelona

Tel. Tel. 34 - 93 403 37 66

www.funseam.com

TABLA DE CONTENIDO

1. Introducción 2

2. Estructura y organización europeas en el ámbito de la regulación 3

2.1. Los instrumentos de armonización: directivas y reglamentos 4

2.1.1. Un poco de historia 4

2.1.2. De vuelta a la realidad 6

2.2. El procedimiento de elaboración de una regulación europea armonizada del gas natural 7

3. Los códigos de red 8

3.1. Los mecanismos de gestión de congestiones 8

3.2. El código de red acerca del mecanismo de asignación de capacidad de transporte 11

3.3. El código de red de balance de gas 13

3.4. El código de red de interoperabilidad 16

3.5. Armonización de la estructura de tarifas 17

4. Conclusiones 21

UNA APROXIMACIÓN A LA RECIENTE ARMONIZACIÓN EUROPEA EN EL ÁMBITO DE LA REGULACIÓN DEL GAS NATURAL. LOS CÓDIGOS DE RED

1. Introducción

La Unión Europea (UE) está formada por un conjunto de veintiocho países que ceden parte de su soberanía en determinadas materias a favor de una gobernanza común.

Aunque la energía, en principio, no se encuentra entre las materias que constituyen los fundamentos de los tratados de la UE de manera específica[1], sí lo está de manera indirecta a través de las competencias de la Unión en el desarrollo de otras políticas establecidas en los tratados; tales como: el desarrollo del mercado interior, la seguridad del suministro, la competitividad de los mercados o la sostenibilidad medioambiental.

Por consiguiente, también en energía se arbitra en la Unión una cierta gobernanza común a través de la armonización común de su regulación. Esta aproximación común de reglas y organización se presenta de manera más intensa en el caso de las energías que precisa una red para su aprovechamiento. Tal es el caso del gas natural y la energía eléctrica. En esencia, el objetivo de la armonización de reglas es conseguir un mercado único europeo de gas natural en competencia efectiva.

[1] La energía, que en principio, no se encontraba entre los temas que constituyen los fundamentos de los tratados de la UE, sí tiene finalmente una regulación indirecta a través de las competencias de la UE en el desarrollo de otras políticas establecidas en los tratados, tales como el desarrollo del mercado interior, la seguridad del suministro, la sostenibilidad medioambiental o la competitividad de los mercados.
Aunque en numerosas ocasiones se ha intentado introducir un capítulo de energía en los tratados de la UE, no es hasta el Tratado de Lisboa en 2009 en donde aparece el primer título específico dedicado a la Energía.
En este sentido, son competencias exclusivas de los estados miembros la explotación de sus recursos energéticos, la selección de la estructura del mix energético de las fuentes de suministro y tecnologías.
Sin embargo, son competencias de la UE, que influyen finalmente en la regulación energética de los estados miembros, la consecución de un mercado interior de la energía, el medioambiente, la seguridad del suministro, el desarrollo de la libre competencia y la libre circulación de capitales.
En definitiva, la política energética consiste en un conjunto de medidas regulatorias dirigidas a hacer posible el funcionamiento del mercado interior de electricidad y gas, garantizando el suministro, reduciendo las emisiones y asegurando un precio competitivo. La integración de los diversos mercados nacionales conlleva en términos generales una asignación más eficiente de recursos tanto por la extensión del mercado relevante lo que implica una mayor competencia potencial, una complementariedad en los perfiles de demanda y producción de energía, una mayor seguridad en el suministro, y, en general, un mayor aprovechamiento de las economías de escala.

Los capítulos que se muestran a continuación dan cuenta del estado actual de los trabajos de armonización europea de regulación del gas natural.

Así, en el siguiente capítulo se muestra la organización europea de influencia en la regulación gasista. Los instrumentos jurídicos para la armonización, esbozando el desarrollo reciente de los mismos y mostrando la situación actual. Asimismo, se pone de manifiesto el procedimiento que actualmente se sigue para la elaboración de la regulación armonizada europea del gas natural.

El epígrafe tercero versa sobre la regulación de detalle europea actual: los códigos de red. El primer desarrollo es el relativo a los mecanismos de gestión de las congestiones transfronterizas. A continuación se muestra el código de red acerca del procedimiento de asignación de capacidad de transporte en las conexiones internacionales. El siguiente código de red está dedicado al balance de gas; este es un código crucial para el desarrollo del mercado del gas y su liquidez. A continuación se presenta el código de red de interoperabilidad. Y, por último, se da cuenta del actual código de red, aún nonato, dedicado a las tarifas de acceso.

El último capítulo es el de conclusiones.

2. Estructura y organización europeas en el ámbito de la regulación

Explícitamente suele indicarse que la política energética europea se sustenta en tres pilares fundamentales: la competitividad, la seguridad del suministro y la sostenibilidad.

Sin embargo, de manera más coloquial puede decirse que la regulación tiene un objetivo principal: la libertad de decisión. Libertad de decisión que cristaliza en, al menos, tres facetas: la libertad de elección del consumidor para elegir suministrador; la libertad en el uso de la red de transporte y distribución de energía; y, la libertad en la construcción de redes.

Para que esta libertad de elección sea completa debe existir una competencia efectiva en la provisión del servicio. Y, al logro de dicha competencia efectiva dedica sus esfuerzos la regulación europea del gas y la electricidad.

2.1. Los instrumentos de armonización: directivas y reglamentos

Las Directivas europeas son disposiciones normativas de derecho comunitario que vinculan jurídicamente a los estados miembros.

La aplicación al ordenamiento jurídico nacional de cada uno de los estados se realiza mediante su incorporación a la legislación propia. Es lo que jurídicamente se denomina transposición al derecho interno o nacional.

El incumplimiento, en su caso, por parte del estado miembro hace a éste incurrir en responsabilidad ante las autoridades comunitarias ejecutivas (CE) y judicial (Tribunal de Justicia), y a la posible imposición de procedimientos sancionadores.

Por otro lado, existe otra figura jurídica dentro de la UE complementaria a la directiva como es el Reglamento comunitario. El Reglamento es una norma jurídica con alcance general y eficacia directa. Esto significa que es directamente aplicable en todos los estados miembros de la UE sin que sea necesaria ninguna norma jurídica nacional que la transponga para completar su aplicación.

Al estar los nuevos desarrollos regulatorios europeos incorporados a través de Reglamento, su aplicación es directa en cada país (sin necesidad de transposición), lo que acelera su implantación.

2.1.1. Un poco de historia

Las primeras directivas de electricidad (96/92/EC de diciembre de 1996) y gas (98/30/EC de junio de 1998) supusieron el primer paso al proceso de liberalización del mercado.

Esto es, las primeras directivas apuntaban a un ordenamiento del sistema gasista y eléctrico de manera que se posibilitara su liberalización. Para ello, se reconocía el libre acceso a la red de transporte y distribución como la palanca fundamental para la introducción de competencia en los mercados[2].

[2] La regulación del gas natural en Europa transcurre paralela a la regulación del sector eléctrico. Y ello es debido a un hecho diferencial respecto a otros sectores, tal es el que para su transporte y distribución se precisa de una red que enlace la producción y el consumo. La red es un monopolio natural, que no tiene sentido duplicar si dispone de suficiente capacidad de transporte. En consecuencia, la introducción de competencia se dirige a los servicios de suministro de energía. Además, como los suministradores de energía necesitan

También la primera directiva reconocía el derecho de los consumidores finales a elegir suministrador. Sin embargo, este derecho era solo aplicado a los clientes con mayor consumo según un calendario de apertura progresiva.

Asimismo, se crearon los organismos reguladores, independientes del Gobierno y de la industria, cuya misión es la de garantizar, preservar y promover el correcto funcionamiento, la transparencia, y la existencia de una competencia efectiva en los mercados energéticos en beneficio de los consumidores y usuarios. En este sentido, se les asignó una serie de responsabilidades entre las que cabía resaltar la de resolución de conflictos en el acceso a la red de transporte.

Además, desde el punto de vista europeo la primera directiva sirvió para que los reguladores nacionales formaran agrupaciones supranacionales. Las principales agrupaciones europeas fueron: la asociación de reguladores aún en vigor CEER (Council of European Energy Regulators); la de transportistas ETSO (European Transmission System Operators), actualmente ENTSOE para electricidad y ENTSOG para gas; la de comercializadores EFET (European Federation of Energy Traders), etc.

Asimismo, la CE constituyó dos foros para la discusión sobre el desarrollo de la regulación comunitaria: el Foro de Florencia (para electricidad) y el Foro de Madrid (para el gas).

Sin embargo, aunque se estaban dando los primeros pasos, sin embargo, el progreso de liberalización era lento.

Por consiguiente, pronto fue necesario un nuevo impulso liberalizador. Éste se materializó en el segundo paquete de directivas (2003/54/EC para electricidad y 2003/55/EC para gas).

Así, para lograr un acceso no discriminatorio a las redes de transporte y distribución se impusieron a los grupos verticalmente integrados, con actividades de comercialización y red, los requisitos de separación legal y contable de la actividad de red del resto de actividades. Esto es, se impuso una separación en lo que se refiere a la personalidad jurídica, la organización y la toma de decisiones de los gestores de la red de transporte, del resto de actividades.

---

hacer uso de la red para llevar la energía desde donde se produce hasta el consumidor final, se precisa que este acceso a la red sea efectivo, equitativo y no discriminatorio.
Esta circunstancia se reconoce tanto en la regulación europea del gas como en la de electricidad.

Además, se impuso un acceso regulado a la red mediante tarifas publicadas ex ante aplicadas de manera no discriminatoria entre los usuarios de la red; y, se establecía como competencia de los reguladores la de fijar y aprobar las tarifas de transporte y distribución.

Sin embargo, estas directivas transpuestas a las legislaciones de los estados miembros no fueron suficientes.

Así, la CE en enero de 2007 publicaba su comunicación para una Política Común Energética en la UE, en la que reconocía un funcionamiento deficiente de los mercados en diversas áreas, tales como: excesiva concentración (horizontal y vertical), poca competencia en los mercados, falta de confianza en los mecanismos de formación de precios, barreras para el comercio transfronterizo, falta de transparencia en los mercados, etc.

En este sentido, la CE recomendaba una serie de medidas para favorecer un mercado interior europeo de la energía como eran las siguientes: necesidad de separar de forma efectiva el transporte del suministro; necesidad de reforzar las competencias e independencia de los reguladores nacionales; necesidad de un regulador europeo con competencias en asuntos relacionados con el comercio transfronterizo de energía; así como, la necesidad de fomentar una mayor transparencia en los mercados.

Todo ello dio lugar al llamado tercer paquete de directivas: la Directiva 2009/72/CE sobre el mercado eléctrico y la Directiva 2009/73/CE sobre el mercado del gas natural.

2.1.2. De vuelta a la realidad

Las directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE son las directoras del desarrollo de la regulación actual. En ellas, se profundiza en la separación de actividades de los gestores de la red de transporte, en las competencias de las autoridades reguladoras y se impone una mayor cooperación entre reguladores nacionales mediante la creación de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de Energía (ACER).[3]

Además, dado que el proceso de realización de directivas y su posterior trasposición al ordenamiento jurídico nacional es un proceso lento, para conseguir una mayor celeridad en la implantación de una armonización regulatoria, en la actualidad la CE está utilizando la figura

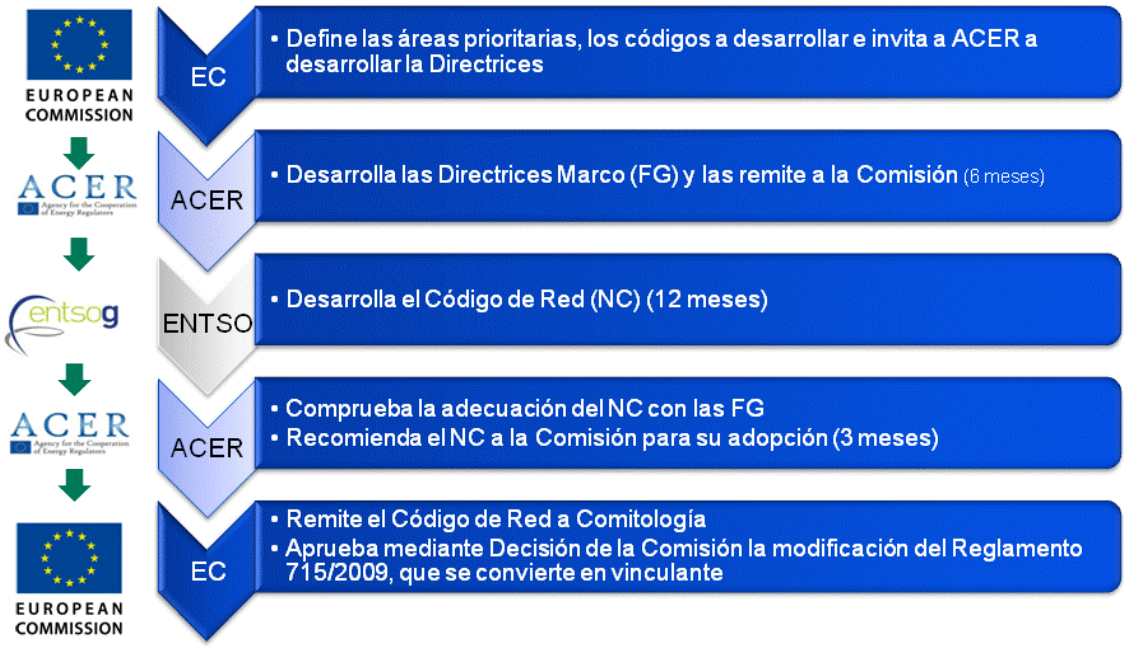
[3] http://www.acer.europa.eu/Pages/ACER.aspx

jurídica que no precisa transposición a la legislación nacional (ya que es de aplicación directa a los estados miembros); esto es, el Reglamento comunitario.

De esta forma, en particular, los llamadas códigos de red en el ámbito europeo (equivalentes a las normas de gestión técnica del sistema en el caso español) se están desarrollando mediante Reglamento comunitario[4], lo que supone una mayor rapidez de implantación.

2.2. El procedimiento de elaboración de una regulación europea armonizada del gas natural

El proceso regulatorio europeo es complejo pero robusto. El procedimiento que se sigue en la elaboración de un código de red se representa en el cuadro siguiente.



Cuadro 1. Proceso seguido para la elaboración de un código de red europeo

Básicamente consiste en lo siguiente. La Comisión Europea define qué áreas considera prioritarias para la consecución del mercado único europeo. (Éstas, hasta ahora, para el gas son las siguientes: mejora de la transparencia e información del mercado, gestión de las congestiones, asignación de capacidad de transporte, balance de gas, interoperabilidad e intercambio de información,

[4] Reglamento 715/2009

estructura de las tarifas de acceso a la red, seguridad y fiabilidad de la red, conexión a la red, procedimientos operativos en caso de emergencia, eficiencia energética, etc.).

Una vez definida el área prioritaria la Agencia europea de reguladores de energía (ACER) dispone de un periodo de seis meses para desarrollar las Directrices Marco (Framework Guidelines) y remitirlas a la CE. Una vez aceptadas se encarga a la asociación de transportistas europeos (ENTSOG) el desarrollo en detalle del código de red que sigue las directrices marcadas. Para ello, se dispone de un plazo de doce meses en el que participan todos los agentes del sistema y reguladores nacionales.

Una vez realizada la propuesta de código de red, ésta se remite a la Agencia que tras comprobar la adecuación del código a las directrices, recomienda a la Comisión europea su adopción. Finalmente, la CE reúne a los estados miembros (ministerios correspondientes) en las llamadas reuniones de Comitología, en las que se aprueba su implantación e incorporación directa al Reglamento europeo. Así, su entrada en vigor aplica a cada estado de manera directa.

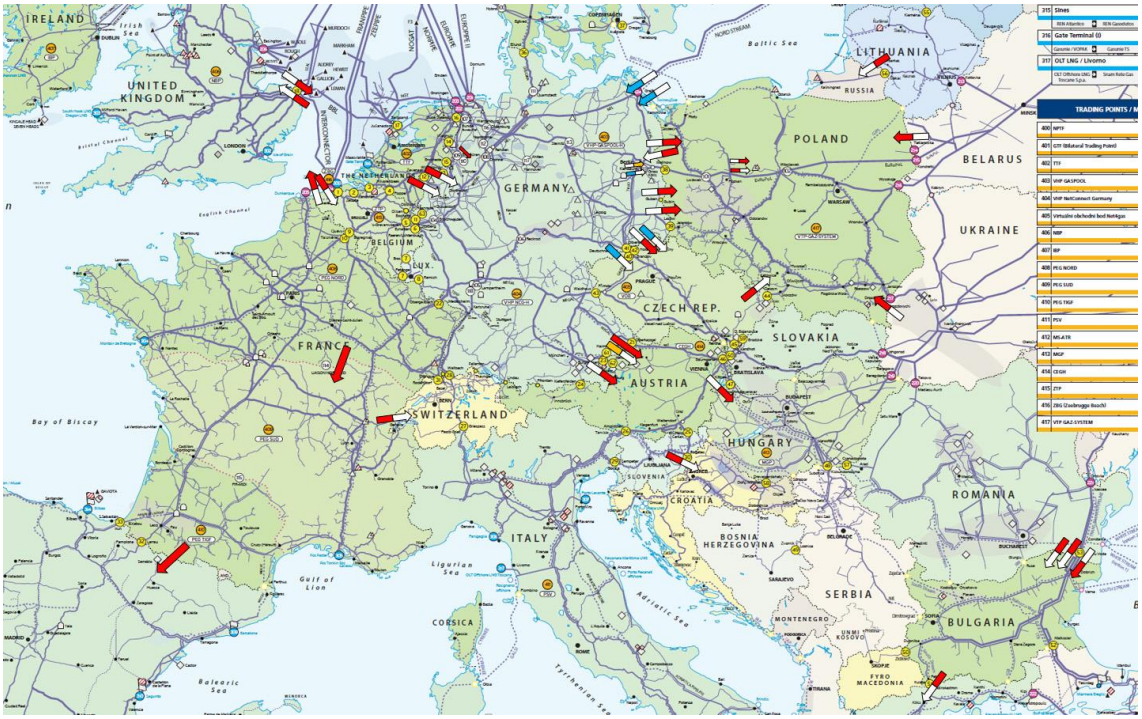
En la actualidad se han desarrollado códigos de red europeos de gestión de congestiones, asignación de capacidad de transporte transfronteriza, balance e interoperabilidad. Y, están en proceso de desarrollo y aprobación los de estructura de las tarifas de transporte y capacidad incremental.

3. Los códigos de red

3.1. Los mecanismos de gestión de congestiones

Una de las preocupaciones más relevantes a la hora de crear un mercado interior europeo de gas natural ha sido disponer de capacidad de transporte en las interconexiones entre los sistemas gasistas.

De hecho, una de las barreras de entrada más significativas es la existencia de congestiones contractuales, que no necesariamente físicas, en los puntos de interconexión de los sistemas gasistas.



Cuadro 2. Mapa indicativo de congestiones transfronterizas. Fuente: Foro de Madrid, 14-15 octubre de 2015

Por ello, la primera actuación de detalle de la regulación europea fue dirigida a facilitar la reserva y uso de las capacidades de interconexión a nuevos entrantes. Así, se diseñaron los mecanismos de gestión de congestiones en los puntos de interconexión entre zonas de balance adyacentes mediante un reglamento europeo al efecto.[5]

El citado reglamento europeo, determina en un anexo, según la redacción dada por la Decisión de la Comisión de 24 de agosto de 2012, las líneas generales de cuatro mecanismos concretos de gestión de congestiones: la renuncia de capacidad, la utilización o pérdida a largo plazo de capacidad, la sobreventa y recompra de capacidad, y, la utilización o pérdida de la capacidad a corto plazo.

El mecanismo de renuncia de capacidad establece que los usuarios pueden liberar la capacidad anual, trimestral y mensual contratada, pero mantiene los derechos y obligaciones de la misma hasta que dicha capacidad sea asignada por el transportista a otro usuario.

[5] Reglamento (CE) 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009.

En el mecanismo de uso o pérdida de capacidad a largo plazo, los transportistas retiran a los usuarios, parcial o totalmente, y por un periodo determinado o para toda la duración del contrato, la capacidad infrautilizada sistemáticamente si ésta no se ha ofertado previamente en condiciones razonables en el mercado secundario de capacidad. Este mecanismo afecta a la capacidad contratada por un periodo de más de un año.

El mecanismo de uso o pérdida de capacidad a corto plazo, que debe ser implementado a partir de julio de 2016, limita la capacidad de renominación de los usuarios con una capacidad contratada significativa (mayor del diez por ciento), en base a la cantidad nominada inicialmente. El objetivo, en definitiva, es liberar capacidad diaria no usada, ponerla a disposición de otros potenciales usuarios, y, en definitiva evitar así un acaparamiento de capacidad.

El mecanismo de sobreventa y recompra de capacidad es un mecanismo más complejo, que requiere llevar a cabo estudios y análisis sobre el uso de las conexiones internacionales, y los costes y riesgos asociados a la venta de capacidad por encima de la capacidad disponible, y a su posible recompra. Los ingresos y costes derivados de la aplicación del mecanismo serán compartidos por transportistas y usuarios, y los reguladores decidirán qué porcentaje de ingresos y costes han de soportar cada uno. La sobreventa de capacidad se ha de realizar tras la asignación de capacidad liberada por el resto de los mecanismos. Asimismo, este mecanismo puede sustituirse por el de uso o pérdida de capacidad a corto plazo.

Finalmente, cabe apuntar que la aplicación de las líneas directrices de estos mecanismos se materializó en la regulación española a través de circular de la CNMC.[6]

Actualmente, el uso o pérdida de capacidad a corto plazo aún no está implantando, y, el mecanismo de sobreventa y recompra de capacidad está en proceso de desarrollo, dentro de la iniciativa regional de gas del sur de Europa que comprende España, Francia y Portugal.[7]

[6] Circular 1/2013, de 18 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen los mecanismos de gestión de congestiones a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa.
[7] http://www.acer.europa.eu/gas/regional_%20intiatives/south_gri/Pages/default.aspx

3.2. El código de red acerca del mecanismo de asignación de capacidad de transporte

El código de red armonizado europeo que establece los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto en Europa data de octubre de 2013.[8]

El objetivo del código es aplicar en toda Europa los mismos mecanismos de asignación de la capacidad de los gasoductos que interconectan los sistemas gasistas europeos, para facilitar el comercio transfronterizo. Para ello, impone a los gestores de la red de transporte la elaboración de procedimientos comunes de cálculo y maximización de la capacidad en la interconexión.

La asignación de la oferta de capacidad se realiza mediante mecanismos de mercado.

Así, el código de red armoniza el procedimiento de asignación de capacidad, estableciendo un mecanismo común de subasta. En concreto, mediante la subastas de productos normalizados de capacidad: anuales, trimestrales, mensuales diarios e intradiarios.

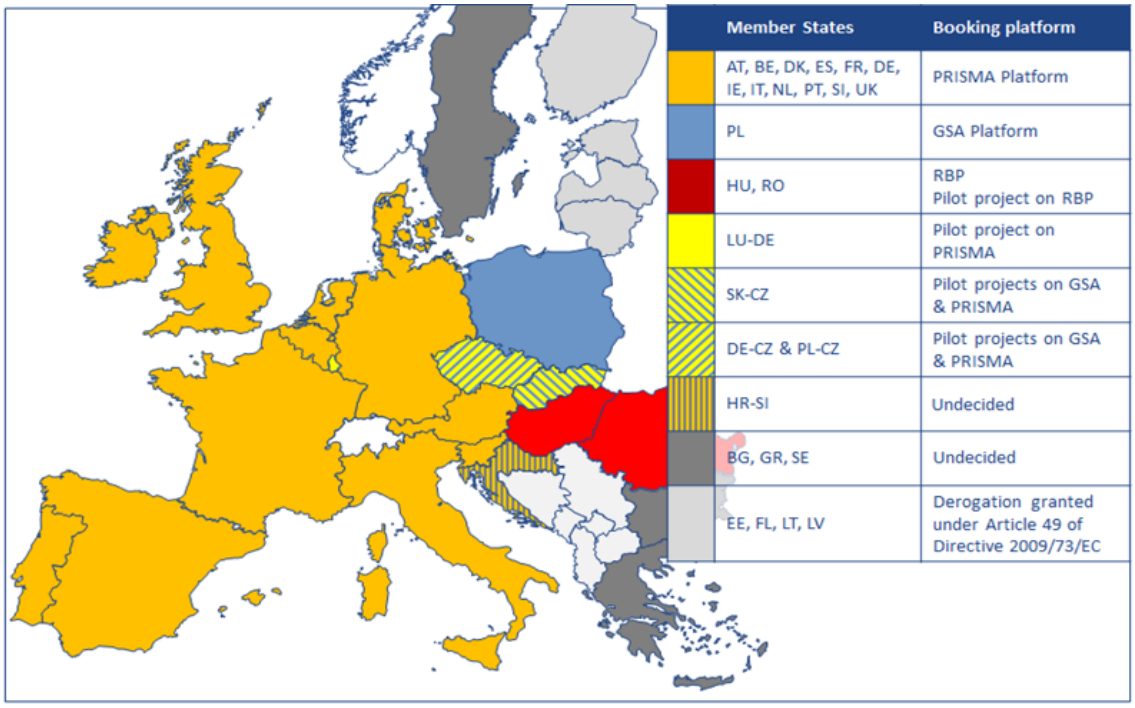
Los productos de capacidad firme que se ofertan en los puntos de interconexión son anuales, trimestrales, mensuales, diarios e intradiarios. Además, se reserva un porcentaje de la capacidad a ser ofertada en función del alcance temporal de la subasta.

Así, en la subasta de productos anuales, celebrada una vez al año[9], se oferta capacidad como máximo para los quince años siguientes (una parte de la capacidad disponible se reserva para productos de menor duración). La subasta de productos trimestrales[10] se celebra una vez al año ofertando capacidad para el año de gas siguiente (cuatro productos trimestrales). En la subasta de productos mensuales[11], que tiene lugar una vez al mes se oferta capacidad para el siguiente mes natural. En la de productos diarios que tiene lugar por primera vez en España, Francia y Portugal, a partir de noviembre de 2015, se oferta capacidad para el día siguiente de gas. Y, en la subasta de productos intradiarios, cada hora del día de gas se subasta la capacidad efectiva existente desde la cuarta hora posterior a la que se realiza la subasta hasta el cierre del día de gas.

Las subastas de productos se resuelven mediante un algoritmo de reloj ascendente con múltiples rondas de oferta. El sistema informático común a la mayoría de los países de la Unión Europea es

[8] Reglamento (UE) nº 984/2013 de la Comisión, 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) nº 715/2009.
[9] En la actualidad el primer lunes de marzo.
[10] En la actualidad el primer lunes de junio.
[11] En la actualidad el segundo lunes de cada mes.

el correspondiente a la plataforma PRISMA[12], en la que se realizan de forma simultánea y de forma armonizada las subastas de las capacidades de interconexión en la mayor parte de los países de la UE; tal es el caso de España, Francia y Portugal.



Cuadro 3. Plataformas europeas de asignación de capacidad transfronteriza. Fuente: Foro de Madrid, 14-15 octubre de 2015

Adicionalmente, el código de red impone a los gestores de red el desarrollo de procedimientos de comunicación e información normalizados, coordinados y compatibles, entre ellos y con los usuarios de red. Esta coordinación se extiende también a los procedimientos de nominación conjunta, planes de mantenimiento de las instalaciones, e interrupciones de la capacidad interrumpible.

Además, el código de red armoniza a nivel europeo el día de gas, de 6h a 6h, y el año de gas, de octubre a septiembre.

El código de red europeo de asignación de capacidad es, en su mayor parte, concreto y detallado. Sin embargo, deja algunos aspectos a decisión de los reguladores y gestores de la red de transporte vecinos. Por ello, se desarrolló la Circular 1/2014, de 12 de febrero, de la CNMC, por la

[12] https://platform.prisma-capacity.eu/auction/auctionOverview.xhtml?conversationContext=3

que se establecen los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa.

La Circular establece la oferta de capacidad mediante puntos de conexión virtual, que agrupan las capacidades disponibles de los gasoductos de interconexión con Francia (VIP[13] Pirineos), y con Portugal (VIP Ibérico).

El procedimiento de asignación de los productos de capacidad son subastas de reloj ascendente, realizadas a través de la plataforma informática europea antes citada[14] simultáneamente en toda Europa. Los usuarios cuya demanda se capacidad es casada en la subasta deben abonar la tarifa regulada en vigor en cada momento más la prima resultante de la subasta correspondiente.

En definitiva, con este procedimiento ya se están asignando las capacidades de la interconexiones españolas desde 2014. En noviembre de 2015 entra el último paso en su cumplimiento, con la asignación también mediante este código, de las capacidades diarias e intradiarias.

Finalmente, cabe resaltar que en la actualidad se está trabajando en una modificación de este código de red que permita la asignación de capacidad incremental y nueva capacidad.

3.3. El código de red de balance de gas

El código de red europeo sobre balance de gas[15] tiene como objetivo el establecer las normas de equilibrio del gas aportado y consumido por cada usuario en la red de transporte, incluidas las relacionadas con el balance operativo de las redes de transporte y los procedimientos de información, nominación, cálculo de desbalances y tarifas de desbalance.

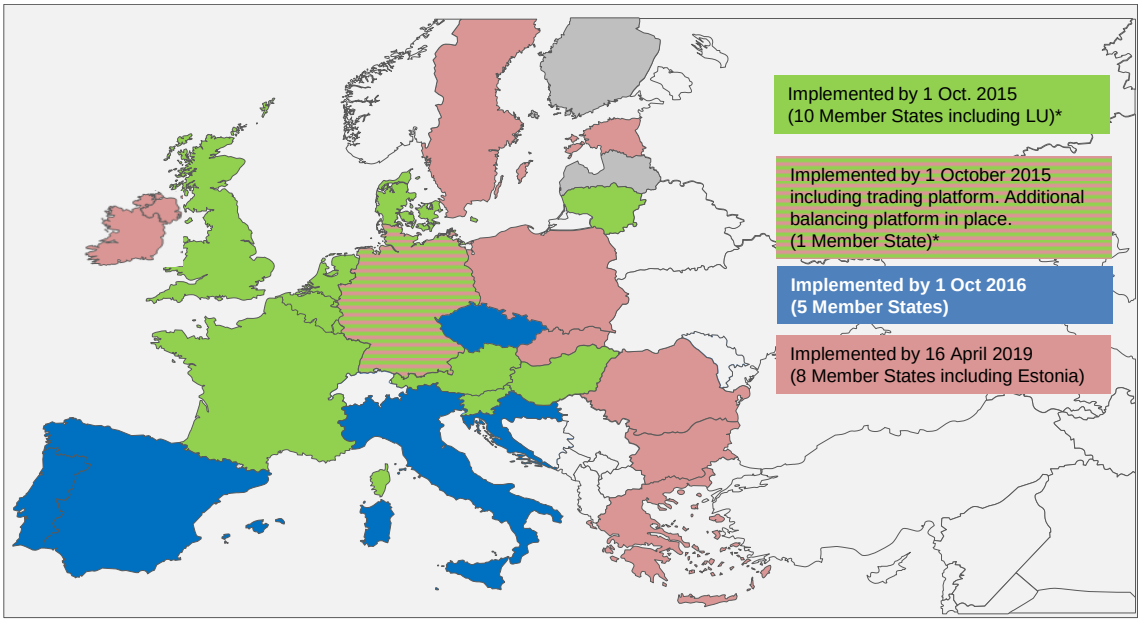
Para ello, el código normaliza el periodo temporal respecto al cual se calcula el balance de los usuarios, definiendo las responsabilidades de los usuarios y de los operadores de las redes de transporte en relación al balance.

---

13 *Virtual Interconnection Point* o punto de interconexión virtual.

14 En España, Francia y Portugal se utiliza PRISMA https://corporate.prisma-capacity.eu/ que es la plataforma informática de asignación de capacidad más extendida en Europa.

15 Reglamento (UE) nº 312/2014 de la Comisión, por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte. 26 de marzo de 2014.



Cuadro 4. Previsión de implantación del código europeo de balance de gas. Fuente: Foro de Madrid, 14-15 octubre de 2015

Conforme a la normativa española, la metodología relativa a la prestación de los servicios de balance se ha establecido mediante Circular de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).[16]

La citada Circular adquiere importancia no sólo desde el punto de vista de ordenar los balances de gas en el sistema gasista español, sino como catalizador de liquidez en el mercado organizado de gas en proceso de conformación.

Y ello, por varios motivos:

Primero, la Circular de balance define el punto virtual de balance (PVB) como aquel punto de intercambio virtual de la red de transporte donde los usuarios pueden transferir la titularidad del gas como entrada o salida del mismo. El balance por usuario en el PVB es diario y se realiza una vez finalizado el día de gas. En palabras llanas: cada usuario debe introducir una cantidad de gas en el sistema igual al que retira. (La compra de gas en PVB se considera una entrada de gas a efectos del balance del usuario y la venta de gas en PVB se considera una salida).

[16] Circular 2/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista.

Segundo, los usuarios del sistema son los responsables de mantener su posición de gas en balance. Y, el Gestor Técnico del Sistema (GTS) es el responsable de mantener la red de transporte dentro de los límites normales de operación mediante las llamadas acciones de balance. Las acciones de balance pueden ser de dos tipos: 1.- transferencia de título de propiedad de productos normalizados a corto plazo (ya sea en el punto virtual donde el GTS adquiere o vende gas o mediante adquisición o venta de gas en una determinada localización), y, 2.- el empleo de los llamados servicios de balance (de mayor plazo temporal).

Tercero, para que el GTS pueda realizar sus acciones de balance es preciso disponer de una plataforma de comercio (mercado organizado). La ley de hidrocarburos en su modificación[17] de 2015 crea el mercado organizado de gas y designa a dicho mercado como plataforma de comercio a los efectos del código de balance de gas.

En resumen, en ocasiones puede ocurrir que durante el día de gas, la red de transporte en su conjunto entre en riesgo de no estar en balance (esto es, que le falte o sobre gas) y no cumplir con las condiciones normales de operación. Este riesgo puede estar o no asociado a la existencia de desbalances de algunos usuarios. En estos casos, la Circular, tal como dispone el Reglamento europeo, recoge la posibilidad de que el GTS, como responsable del balance del sistema, realice acciones de balance (adquiera o venda gas en el mercado organizado) para el día de gas, con vistas a mantener la red de transporte dentro de sus límites operativos.

De esta forma, para cada día de gas, el GTS calculará el balance de gas de cada usuario en la red de transporte (sus entradas menos sus salidas de gas). Si la cantidad de desbalance del usuario es positiva (más gas en la red de transporte del que debería haber tenido) se considera que ha vendido una cantidad de gas igual a la cantidad de desbalance, al precio de la tarifa de desbalance, por lo que el usuario tendrá derecho a percibir el recargo por desbalance que le corresponda. Si la cantidad de desbalance es negativa (menos gas en la red del que debería haber tenido) se considerará que ha comprado una cantidad de gas igual a la cantidad de desbalance al precio de la tarifa de desbalance. La tarifa de desbalance en estos casos es el precio medio ponderado del gas en el mercado organizado más o menos un ajuste menor.

En el caso de que el GTS realice acciones de balance, el coste de las mismas tiene un efecto económico neutro para el gestor. (El coste se imputa a los usuarios desbalanceados al precio marginal del mercado organizado).

[17] Modificada por la Ley 8/2015 de 21 de mayo.

En definitiva, la metodología de balance de gas establecida en la Circular de la CNMC constituye un hito remarcable en la regulación del sistema gasista español. Su implantación ha de proporcionar una mayor liquidez y transparencia en el mercado gasista español.

3.4. El código de red de interoperabilidad

El código de red europeo de interoperabilidad[18] publicado en el diario oficial de la UE el 1 de mayo de 2015, establece un conjunto de reglas en relación a la interoperabilidad e intercambio de información con el objeto de facilitar la operación entre los sistemas de transporte europeos. Su ámbito de aplicación, aunque dirigido a los puntos de interconexión internacionales, también afecta a otros puntos de la red donde se mide la calidad del gas.

El código impone que los acuerdos de interconexión internacional entre países cubran al menos las siguientes condiciones:

1. Reglas para el control del flujo de gas.
2. Principios para las medidas de las cantidades de gas y su calidad.
3. Reglas para el proceso de reparto.
4. Reglas para la asignación de las cantidades de gas.
5. Procedimientos de comunicación en caso de situación excepcional.
6. Resolución de conflictos derivados de los acuerdos de interconexión.
7. Proceso de modificación del acuerdo de interconexión.

Asimismo, el código impone a los operadores de transporte a desarrollar una plantilla común a nivel europeo que comprenda las citadas condiciones.

Por otro lado, el código establece un conjunto común de unidades: bares para la presión, grados Celsius para la temperatura, m^3 para el volumen, kWh/m^3 para el poder calorífico superior (PCS), kWh para la energía, y kWh/m^3 para el índice de Wobbe. Las condiciones de referencia para el volumen son 0ºC y 1,01325 bar(a). Para el PCS, la energía y el índice de Wobbe, la temperatura de referencia de combustión por defecto se toma 25ºC.

En relación a la calidad del gas y su odorización, el código impone que éstas no pueden ser obstáculo para el comercio transfronterizo, de manera que si los operadores de transporte a

[18] Commission Regulation (EU) 2015/703 of 30 April 2015 establishing a network code on interoperability and data Exchange rules.

ambos lados de la frontera no llegan a un acuerdo, se establece la consulta a las autoridades reguladoras.

En relación a la publicación de datos, los transportistas han de publicar en su página web el valor horario de índice de Wobbe y PCS para cada punto de interconexión.

En definitiva, el código de interoperabilidad facilita el intercambio de datos e información entre operadores para favorecer el comercio transfronterizo, siendo la fecha para su entrada en vigor el 1 de mayo de 2016.

3.5. Armonización de la estructura de tarifas

El proyecto de código de red para la armonización de la estructura de tarifas del gas natural es el que presenta una mayor dificultad en su aceptación. La variabilidad de estructuras y metodologías que conforman las diferentes tarifas de transporte de gas natural en los estados miembros de la Unión dificultan el acuerdo y el logro de una posición común entre transportistas, reguladores y administraciones. De hecho, habiendo comenzado los trabajos en 2012, aún hoy, en la fecha de elaboración de este escrito, otoño de 2015, todavía no se ha alcanzado un acuerdo.[19]

En cualquier caso, y dado que actualmente aún no hay un acuerdo sobre el código de red de tarifas, como muestra de lo que puede ser el código final a continuación se exponen los aspectos más relevantes del último código de red de tarifas disponible. Es el Código de Red para la armonización de la estructura de tarifas de la red de transporte de gas, realizado por ENTSOG el 31 de julio de 2015. Éste presenta como aspectos más relevantes los siguientes.

Su motivación primaria es que los puntos de conexión internacionales entre sistemas de diferentes tarifas no se vean perjudicados en la asignación de costes frente a los puntos de entrada o salida de la red local, con el objeto de favorecer el comercio transnacional y el mercado único europeo

[19] En junio de 2012 la CE invitó a ACER a desarrollar las líneas directrices del Código de Red de Tarifas. Dichas líneas directrices fueron desarrolladas y adoptadas por ACER en noviembre de 2013. En diciembre de 2013 la CE invitó a ENTSOG a desarrollar el mencionado Código. En mayo de 2014 ENTSOG remitió una propuesta de código de red (TAR NC) a consulta pública. En noviembre de 2014 ACER sugirió modificaciones al mismo. En diciembre de 2014 ACER consideró que a pesar de que ENTSOG modificó algo su propuesta de código, las modificaciones no eran suficientes. En consecuencia, en marzo de 22015 ACER emitió su opinión crítica basada fundamentalmente en los problemas que subsistían acerca de: ámbito y definición de los servicios de transporte considerados en el código; requerimientos de publicación; descripciones metodológicas; metodologías de obtención del precio de referencia; precio final y multiplicadores; armonización del periodo de tarifas; precios de la capacidad interrumpible y de contraflujo; y, capacidad incremental. En el verano de 2015 se han mantenido reuniones trilaterales entre la CE, ACER y ENTSOG, que han dado lugar a un nuevo código modificado de ENTSOG. A dicho código obedece lo aquí presentado: *"Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas. TAR NC for Re-Submission to ACER. TAR0500-15. 31 July 2015"*.

de gas. Aunque, pueden existir tarifas adicionales que se apliquen a puntos diferentes de las conexiones internacionales.

En el capítulo de definiciones se establece como dos regímenes en el establecimiento de la retribución reconocida del transporte. Non-price cap regime, en el que el regulador establece la retribución reconocida del transportista; y, el Price cap regime, en el que regulador no establece dicha retribución.

El término fijo de las tarifas que cubre la capacidad de transporte reservada ha de recuperar el coste de los servicios de transporte mediante los llamados precios de referencia. Además, el término variable de las tarifas cubrirá el coste del servicio asociado al flujo de gas.

En la propuesta analizada, existen dos metodologías para la obtención del precio de referencia, entendiendo como tal el precio aplicable por la reserva de capacidad firme de un año de duración de aplicación en los puntos de entrada y salida del sistema de transporte.

La primera de las metodologías aceptada es la de tarifa sello. Esto es, las tarifas de las entradas son coincidentes entre sí, así como la de las salidas. Para su cálculo se parte de los siguientes parámetros: retribución reconocida de los servicios de capacidad de transporte; previsión de las capacidades contratadas en cada punto de entrada y salida; partición entrada-salida.

El precio de referencia se obtiene dividiendo la retribución reconocida entre la capacidad contratada en los puntos de entrada y de salida.

La segunda de las metodologías aceptada es la metodología basada en la ponderación por distancia. Esto es, las entradas y salidas presentan tarifas diferenciadas en función de su localización respecto al uso que de la red de transporte puede realizar un comercializador al introducir o retirar gas del sistema. Para su cálculo se parte de los siguientes parámetros: retribución reconocida de los servicios de capacidad de transporte; previsión de las capacidades contratadas en cada punto de entrada y salida; distancia del flujo recorrido entre la entrada y salida; partición entrada-salida.

Para la obtención del precio de referencia se calcula primero la media de la reserva de capacidad por punto de entrada ponderada por la distancia recorrida por el gas desde el punto de entrada a cada punto de salida. A continuación, se calcula la media de la reserva de capacidad por punto de salida ponderada por la distancia recorrida por el gas en el punto de salida desde cada punto de

entrada. Posteriormente, con los valores anteriores se calcula el coste ponderado por punto de entrada y salida. Tras ello, en función de la partición entrada-salida de los costes reconocidos (parte de los costes a recuperar por las entradas e ídem para las salidas), se calcula la parte de la retribución reconocida a imputar a cada punto de entrada y salida multiplicando los costes ponderados previos por la mencionada partición. Por último, para hallar el precio de referencia se divide la retribución reconocida a recuperar en cada punto de entrada entre la capacidad contratada y de análoga forma se procede con las salidas.

La partición de los costes entre las entradas y las salidas debe ser aprobada por el regulador. Generalmente será 50/50 aunque puede modificarse si así lo indican los inductores de coste. Se trata de minimizar los subsidios cruzados (en particular entre consumidores domésticos y transfronterizos), no crear barreras al comercio transfronterizo, y, evitar diferencias entre los ingresos reconocidos y los reales.

La metodología de distancia ponderada será preferible si refleja mejor los costes, se obtienen mejores señales de localización y se promueve un uso eficiente de la red.

Una vez obtenido el precio de referencia mediante una u otra metodología, puede realizarse un proceso secundario de ajuste.

El primero de los posibles procesos secundarios de ajuste del precio de referencia es el de igualación. Este consiste en la aplicación de un mismo precio de referencia dentro de un grupo homogéneo de puntos de entrada o salida (conexiones internacionales, domésticos, almacenamientos subterráneos, GNL, o yacimientos). Este proceso secundario debe cumplir las siguientes condiciones: contribuir a la seguridad de suministro, mejorar la estabilidad de las tarifas, promover la competencia en el mercado minorista, y, fomentar la competencia en el sector de las energías renovables. No obstante, en el caso de que se aplicara debería justificarse los motivos por los que se alteran las señales de localización.

El segundo de los posibles procesos secundarios de ajuste del precio de referencia es el de comparación o “benchmarking”. En este caso, las condiciones que lo justifican son: la posible existencia de competencia entre infraestructuras de transportistas distintos; las tarifas resultantes sin el ajuste no son competitivas; se desea aumentar la capacidad contratada en un punto de entrada o salida dado; o no se alcanzan los objetivos establecidos en el reglamento europeo. Las

condiciones deben ser analizadas caso a caso. Y, el posible ajuste, en su caso, cuando se dé será justificado y evaluadas sus posibles consecuencias por el regulador.

El tercero de los posibles procesos secundarios de ajuste del precio de referencia es el motivado por el almacenamiento subterráneo. En este caso, el regulador puede establecer un cambio en el precio de referencia en los puntos de entrada y salida a las instalaciones de almacenamiento teniendo en cuenta los beneficios netos que estas instalaciones proveen al sistema de transporte, la optimización de inversiones en el sistema de transporte, así como minimizar posibles efectos contrarios al comercio transfronterizo.

Para los productos anuales de reserva de capacidad firme los precios de referencia serán usados como precios de reserva. A éstos se les podrá añadir multiplicadores (señales de corto y largo plazo) y factores estacionales, de manera que para productos mensuales y trimestrales de capacidad firme se admite un rango de variación entre el 1 y 1,5; y, para productos diarios e intradiarios de capacidad entre 1 y 3.

Asimismo, los descuentos en los previos de reserva serán proporcionales a la probabilidad, duración y volumen de la interrupción.

Finalmente, se admite la posibilidad de reconciliar los ingresos reales con la retribución reconocida, para lo que el regulador aprobará el periodo en el que se hará la reconciliación.

Respecto a las interconexiones internacionales se admite la agrupación de capacidades y precios en los llamados puntos virtuales de interconexión. El precio de reserva del punto virtual será la suma ponderada de los precios de reserva. Y, en su caso, el premium resultado de las subastas de asignación de capacidad derivadas del código de red (CAM).

En resumen, el código de red de armonización de tarifas pretende estandarizar y homogeneizar la estructura de tarifas por el uso de las infraestructuras de gas europeas.

Este código, actualmente en proceso de aprobación supone el eslabón más difícil de la regulación europea de detalle realizada hasta la fecha.

4. Conclusiones

El proceso regulatorio europeo es complejo. Aun así, su progreso es imparable. Las herramientas legislativas de la Unión y la consolidación de las instituciones en las que la regulación del gas está envuelta así lo avalan. Las directrices básicas que emanan de las directivas europeas y su concreción en los reglamentos europeos allanan el camino de la armonización europea de la regulación gasista y la consecución de un mercado único de gas.

Buena prueba de ello son los recientes desarrollos regulatorios de detalle establecidos en los llamados códigos de red. Los mecanismos que gobiernan de modo común la gestión de las congestiones, la asignación de la capacidad en las conexiones internacionales, el balance de entradas y salidas de gas en un sistema de transporte, la estandarización de datos e información establecida en el código de red de interoperabilidad gasista o la futura armonización de las tarifas por el uso de las infraestructuras de transporte, conforman el nuevo modelo de gas europeo.

En definitiva, la armonización de reglas europea posibilitará la consecución de un mercado europeo de gas natural en competencia efectiva, en donde el consumidor tenga plena libertad de elección.

FUNSEAM

FUNDACIÓN PARA LA SOSTENIBILIDAD ENERGÉTICA Y AMBIENTAL 2015.