MIBGAS

Informe anual

del Mercado Organizado de Gas

2018

MIBGAS

www.mibgas.es

ISBN: 978-84-697-8977-3
Depósito legal: C 131-2018

© MIBGAS S.A. Todos los derechos reservados.

Informe anual

del Mercado Organizado
de Gas

2018

Presentación

Antonio Erias Rey
Presidente de MIBGAS
Madrid, Navidad de 2018.

El año 2018, tercer año de vida para MIBGAS operando el Mercado Organizado de Gas, ha resultado ser clave en la consolidación del mismo, lo que se expresa fundamentalmente en los valores de liquidez que muestra a día de hoy. Y también, con la misma o más importancia, por la expansión de sus operaciones a productos no regulados. Todo ello dará a nuestra entidad, en un futuro muy próximo, un carácter de plataforma de referencia afianzada para precios y productos en el mercado ibérico del gas.

Tras los dos primeros años de funcionamiento, donde las medidas regulatorias jugaron un importante papel para lanzar la liquidez de MIBGAS, en 2018 el verdadero motor del volumen negociado en MIBGAS han sido las transacciones realizadas libremente entre comercializadores, que superan ya el 87% de todo el gas negociado. Este crecimiento orgánico del mercado, basado en el interés propio de los participantes, demuestra que encuentran cada vez más oportunidades en nuestra plataforma para sus intercambios, y es siempre el fundamento más sólido para la consolidación de un mercado organizado.

El hecho de haber prácticamente multiplicado por dos el volumen de gas negociado respecto al año anterior (24,3 TWh), llegando en el mes de octubre a intercambiarse un volumen equivalente al 10% de la demanda nacional, y puntualmente hasta el 20% en algunos días, así como alcanzar la cifra de 82 Agentes participando en nuestro mercado, revela el grado de implantación y la importancia de MIBGAS dentro del sistema gasista español. Esta senda, no obstante, debe ampliarse para que MIBGAS juegue un papel similar al de otros mercados europeos que ya llevan varios años operando.

No puedo dejar de destacar dos hitos de gran importancia dentro de los logros de MIBGAS en 2018, como son la puesta en marcha de los productos a plazo, a través de la filial MIBGAS Derivatives, y el acuerdo alcanzado con la cámara de compensación OMIClear para los servicios de compensación y liquidación de estos productos.

Con esta iniciativa, el mercado organizado ya empieza a crecer tanto por el aumento de la liquidez a corto plazo como por la oferta de productos a futuro. Las señales de precio de un mercado maduro son necesarias en todos los plazos de entrega, y MIBGAS ha dado ya en 2018 los primeros pasos para conseguir este objetivo en el sistema gasista español.

No menos importante es el acuerdo alcanzado con OMIClear para actuar como Cámara de Contrapartida Central asociada a MIBGAS. **La misión de MIBGAS como Operador del Mercado Ibérico del gas gana así impulso, al cooperar con la cámara encargada de la compensación de productos a plazo eléctricos, designada en el acuerdo MIBEL entre España y Portugal.**

Quedan aún muchos retos para MIBGAS en los sucesivos ejercicios, especialmente en los campos del GNL y de la integración de los mercados español y portugués. El destacado papel del primero en la Península Ibérica no puede quedar ajeno a la vocación de MIBGAS de convertirse en el mercado organizado de referencia. Nuestra entidad ha trabajado sin pausa, y lo seguirá haciendo, para completar su oferta de productos y servicios en todos los ámbitos relevantes para los que está autorizada y donde puede ofrecer valor a los actores del sistema gasista ibérico.

Con este informe, seguimos comprometidos para ofrecer información, análisis y transparencia sobre los mercados de gas, y materializamos, también de esta forma, nuestro propósito de ser una referencia obligada en el escenario del gas natural en España y Portugal.

Presentation

Antonio Erias Rey
President of MIBGAS
Madrid, Christmas 2018.

The year 2018, third year of life for MIBGAS operating the Organised Market, has turned up as the year of consolidation, which is mainly expressed in the liquidity values that it shows nowadays. As well, with the same or even more importance, it was the year of expansion, since MIBGAS has extended its operations to non-regulated products. All this will give our entity, in the very near future, a character of established reference for prices and products in the Iberian gas market.

After the first two years of operation, when the regulatory supported measures have played an important role to launch the liquidity of MIBGAS, in year 2018 the real driver of the volume traded in MIBGAS were the transactions arranged freely between traders, which now exceed 87% of all the gas traded. This organic growth of the market, based in the self-interest of the participants, shows that they find ever more opportunities in our platform for their exchanges, and this is always the sturdiest foundation for the consolidation of an organised market.

This last year the volume has practically doubled regarding the previous year (24,3TWh), actually in October the volume traded reached the 10% of the national demand and it even reached the 20% certain days, with 82 Agents participating in our Market, these values confirm a high degree of implementation and the importance of MIBGAS in the Spanish gas system. This path, however, should keep growing, this way MIBGAS will play a similar role to other European markets that have been operating for several years.

I would like to highlight two key milestones in this year achievements of MIBGAS, such as the start-up of forward products, through the subsidiary MIBGAS Derivatives, and the agreement reached with OMIClear, for the clearing and settlement services of these products.

With this initiative, the Iberian Exchange is already growing not only due to the increase in liquidity in the short term but also with the forward products. The price signals of a mature market should be provided through all the curve, and MIBGAS, in 2018, has already taken the first steps to achieve this goal in the Spanish gas system.

Another goal that has been achieved, and not less important, is the agreement with OMIClear to act as the central counterparty entity associated with MIBGAS. **The mission of MIBGAS as Iberian gas Market Operator gains momentum by cooperating with the clearing house already managing electric futures products, designated in the MIBEL agreement between Spain and Portugal.**

There are still many challenges for MIBGAS in the following activities, especially in LNG area and in the integration of the Spanish and Portuguese markets. The outstanding role of the LNG in the Iberian Peninsula can not be ignored from MIBGAS since we want to become the reference Organised Market. Our entity has been working tirelessly, and we will keep doing it to complete our offer of products and services in all he relevant areas which we are authorised for and where we can add value to the participants in the Iberian gas system.

With this report, we show our high commitment to provide information, analysis and transparency about gas markets, and this way we emphasize our goal to be a paramount reference in the natural gas scenario in Spain and Portugal.

Apresentação

Antonio Erias Rey
Presidente do MIBGAS
Madrid, Natal de 2018.

O ano de 2018, o terceiro na vida da MIBGAS enquanto operadora do Mercado Organizado do Gás, provou ser fundamental na consolidação deste último, consolidação essa expressa principalmente nos valores de liquidez que hoje apresenta. E de igual modo, com a mesma ou talvez até maior importância, pela expansão das suas operações para produtos não regulados. Tudo isto aportará à nossa organização, num futuro muito próximo, um carácter de plataforma de referência segura para preços e produtos no mercado ibérico de gás natural.

Após os dois primeiros anos de operação, nos quais as medidas de regulação desempenharam um papel importante na consecução da liquidez do MIBGAS, o verdadeiro motor do volume negociado no MIBGAS em 2018 foram as transações realizadas livremente entre os comerciantes, que ultrapassam agora 87% do total de gás negociado. Esse crescimento orgânico do mercado, baseado no próprio interesse dos participantes, mostra que estes encontram cada vez mais oportunidades para efetuar os seus negócios na nossa plataforma, o que constitui sempre a base mais sólida para a consolidação de um mercado organizado.

O fato de, em relação ao ano anterior, se ter praticamente duplicado o volume de gás negociado (24,3 TWh), chegando em outubro a negociar um volume equivalente a 10% da procura espanhola, atingindo-se mesmo nalguns dias os 20%, e de contarmos atualmente com um total de 82 agentes inscritos no mercado, revela o grau de implementação e importância do MIBGAS dentro do sistema de gás natural espanhol. Esse caminho deve, contudo, continuar a ser desenvolvido para o MIBGAS poder desempenhar um papel semelhante ao de outros mercados europeus que operam há já vários anos.

Não posso igualmente deixar de referir dois marcos de grande importância dentro das conquistas do MIBGAS em 2018, como foram o lançamento de produtos a prazo *(forward),* através da subsidiária MIBGAS Derivatives, e o acordo alcançado com a câmara de compensação OMIClear para os serviços de compensação e liquidação desses produtos

Através desta iniciativa, o mercado organizado começa já a crescer quer devido ao aumento de liquidez no curto prazo quer devido à oferta de produtos de futuros. Os sinais de preço de um mercado maduro são necessários em todos os prazos de entrega, e em 2018 o MIBGAS deu já os primeiros passos para atingir esse objetivo no sistema do gás espanhol.

Não menos importante é o acordo alcançado com a OMIClear para atuar como Câmara de Compensação e Contraparte Central associada ao MIBGAS. **A missão da MIBGAS como Operadora do Mercado Ibérico do Gás ganha assim força, ao cooperar com a câmara responsável pela compensação de produtos de futuros de eletricidade, designada no acordo MIBEL entre Portugal e Espanha.**

Há ainda muitos desafios a enfrentar pelo MIBGAS nos próximos exercícios, em particular nas áreas do GNL e da integração dos mercados espanhol e português. O papel destacado do primeiro na Península Ibérica não pode ser alheio à vocação do MIBGAS para se tornar no mercado organizado de referência. A nossa empresa tem trabalhado sem descanso, e continuará a fazê-lo, para completar a sua oferta de produtos e serviços em todas as áreas relevantes para as quais está autorizada e onde pode oferecer valor aos intervenientes no sistema ibérico do gás natural.

Com o presente relatório pretendemos igualmente demonstrar o nosso desejo de continuar a disponibilizar informações, análises e transparência sobre os mercados do gás, e concretizamos, também por este meio, o nosso propósito de ser uma referência obrigatória no panorama do gás natural na Península Ibérica.

Índice

PRESENTACIÓN 4
ÍNDICE 10
RESUMEN EJECUTIVO 12
MIBGAS en 2018 14

1. EL OPERADOR DEL MERCADO IBÉRICO DEL GAS 16

1.1. Operador de Mercado 16
1.2. El Papel del Mercado Organizado en el Sistema Gasista Español 17
1.3. Modelo de funcionamiento del Mercado Organizado de Gas 17
1.3.1 Productos 17
1.3.2 Sesiones y tipos de negociación 18
1.3.3 Intercambio de información con Enagás GTS y OMIClear 18
1.3.4 Procesos económicos de los productos de MIBGAS 18
1.3.5 Comité de Agentes del Mercado Organizado de Gas 19
1.3.6 Información Pública y Reporte a los Reguladores 19
1.3.7 Gestor de Garantías 19

2. EL MERCADO DEL GAS EN 2018 22

2.1. El escenario internacional 22
2.1.1. Hechos destacados en 2018 26
2.1.2. Evolución de los precios (fundamentales/*drivers*) 29

2.2. El mercado de gas natural en la Unión Europea 31
2.2.1. Primer trimestre de 2018 31
2.2.2. Segundo trimestre de 2018 33
2.2.3. Tercer trimestre de 2018 34
2.2.4. Cuarto trimestre de 2018 36

2.3. El mercado de gas natural en España 37
2.3.1. Primer trimestre de 2018 37
2.3.2. Segundo trimestre de 2018 38
2.3.3. Tercer trimestre de 2018 38
2.3.4. Cuarto trimestre de 2018 39

3. EL MERCADO ORGANIZADO REGULADO 42

3.1. Evolución de la negociación 42
3.1.1. Número de Agentes 43
3.1.2. Volúmenes negociados 43
3.1.3. Ofertas registradas y transacciones ejecutadas 48

3.2. Monitorización de la liquidez 50
3.2.1. Introducción 50
3.2.2. Profundidad de las ofertas de compra o venta 50
3.2.3. Diferencia de precio entre las ofertas de compra y venta 52
3.2.4. Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra y venta 52
3.2.5. Número de transacciones diarias 53
3.2.6. Concentración de Mercado 54

3.3. Evolución de los precios 55
3.3.1. Evolución del precio MIBGAS D+1 57
3.3.2. Evolución de los precios *spot* del gas natural en Europa 58
3.3.3. Evolución de la volatilidad de los precios *spot* del gas natural en Europa 59
3.3.4. Nivel de integración de MIBGAS con el resto de mercados *spot* de Europa 60

4. MIBGAS DERIVATIVES 64

4.1. Nacimiento de MIBGAS Derivatives 64
4.1.1. Desarrollo regulatorio 64

4.2. Estructura y funcionamiento 64
4.2.1. Segmentos de mercado 64
4.2.2. Sesiones de negociación 65
4.2.3. Productos 66
4.2.4. Cámara de compensación 66

4.3. Evolución de la negociación 66
4.3.1. Número de Agentes 66
4.3.2. Volúmenes negociados 67

4.4. Señales de precio y correlación con mercados europeos 68

5. LOS RETOS DE MIBGAS 70

6. EL PAPEL DEL GAS EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA 74

ANEXO I: UNIDADES Y ABREVIATURAS 76

ANEXO II: BIBLIOGRAFÍA 78

ANEXO III: LISTADO DE GRÁFICOS, TABLAS Y FIGURAS 80

Resumen Ejecutivo 2018

En 2018, MIBGAS ha seguido consolidando la liquidez del mercado *spot* de gas natural. El volumen de gas negociado se ha visto incrementado hasta los 24.261 GWh, un 81% superior al año 2017, cuando se negociaron 13.376 GWh. De esta forma, la liquidez del mercado *spot* en MIBGAS representó el 6,9% de la demanda nacional, muy por encima del 3,8% negociado durante 2017. Cabe destacar la cada vez mayor confianza que los participantes del sistema gasista español muestran en MIBGAS, ascendiendo el número de agentes dados de alta al cierre de 2018 hasta los 82, de los cuales 45 operan activamente en la plataforma diariamente como promedio.

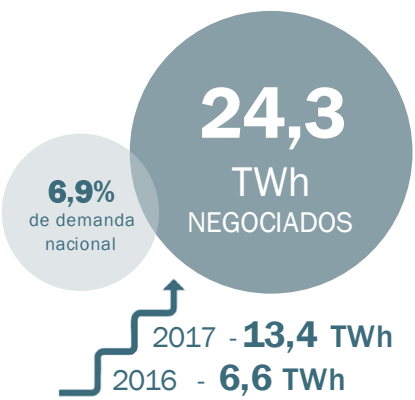
MIBGAS continúa aumentando los volúmenes de negociación libre (entre comercializadores, fuera de las transacciones de gas regulados), con el 87% del volumen total transaccionado. Como herramienta fundamental para potenciar la liquidez de sus productos más representativos, MIBGAS sigue contando con los creadores de mercado voluntarios, que suman su esfuerzo a los creadores de mercado obligatorios. Desde junio de 2018 han operado 2 creadores de mercado voluntarios simultáneamente por primera vez.

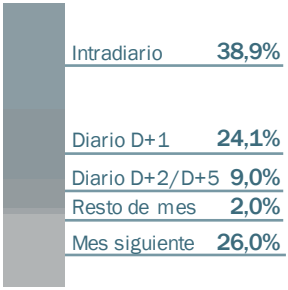
En el mercado global del gas, los precios se han situado claramente por encima de los valores vistos en años anteriores, con un patrón estacional notablemente distinto al habitual en un año gasista, y muy condicionados por el alza del precio del petróleo, el cual tensionó a todos los mercados energéticos. En un entorno volátil, y a pesar de las diferencias del aprovisionamiento del sistema gasista español respecto a los mercados del noroeste de Europa, MIBGAS ha mantenido una elevada correlación con el resto de *hubs* de referencia europeos, reduciendo incluso el *spread* de sus productos más líquidos respecto a la media de años anteriores.

La cada vez mayor influencia del GNL en el mercado global ha marcado el desarrollo de las cotizaciones de precios en las principales regiones importadoras (Europa y Asia). La significativa ampliación de la oferta y el particular comportamiento de la demanda asiática, junto con los costes de transporte *(shipping),* han sido factores decisivos a la hora de conducir un volumen récord de GNL a Europa. En los próximos años se espera que dicho mercado siga adquiriendo protagonismo, con la puesta en marcha de múltiples plantas de producción de GNL, sobre todo en EE.UU. y Rusia.

Un hecho destacable durante el año 2018 fue el comienzo de la negociación de futuros de gas con entrega física en MIBGAS Derivatives (24 de abril), filial de MIBGAS, y en colaboración con OMIClear, que ejerce como Cámara de Contrapartida Central. MIBGAS está poniendo en marcha los mecanismos oportunos para la expansión de sus líneas de negocio, fijándose como objetivo más inmediato la puesta en marcha del registro de transacciones OTC de productos de gas y la negociación de productos estandarizados de GNL.

MIBGAS en 2018





1. El operador del Mercado Ibérico del Gas

1.1. Operador de Mercado

El Mercado Organizado de Gas en España inició su andadura con la aprobación de la Ley 8/2015, de 21 de mayo, por la que se modifica la Ley del Sector de Hidrocarburos, que define los principios básicos de funcionamiento del Mercado Organizado de Gas y designa a MIBGAS S.A. como Operador de dicho mercado.

El Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, desarrolla estos principios básicos, cuyos detalles se recogen en las Reglas de Funcionamiento del Mercado y en las Resoluciones (las primeras versiones se aprobaron por Resolución de la Secretaría de Estado de Energía con fecha de 4 de diciembre de 2015). La aprobación de este conjunto regulatorio permitió que, con fecha de 16 de diciembre de 2015, entrase en funcionamiento el Mercado Organizado de Gas, con la negociación de productos de gas natural con entrega en la red de transporte con un plazo de entrega que va desde el producto Intradiario al producto Mes M+1.

Desde que comenzara a operar, han sido aprobadas diversas medidas regulatorias de apoyo a la liquidez, como la adquisición del gas de operación, colchón y talón a través del mercado organizado, la normativa para el servicio de creadores de mercado voluntarios, que comenzaron a operar en 2017, y las obligaciones para creadores de mercado obligatorios, a partir de 2018.

El 1 de octubre de 2016 entró en aplicación en España el nuevo régimen de balance en la red de transporte, que recoge la obligación de los usuarios a estar equilibrados diariamente en sus entradas, salidas y compraventas, y establece que Enagás GTS, como Gestor Técnico del Sistema, debe usar la Plataforma de MIBGAS para llevar a cabo las acciones de balance necesarias para mantener la red de transporte dentro de sus límites operativos y de existencias.

El sistema gasista español se configura en una sola zona de negociación, donde todas las operaciones de compraventa se concentran en un solo punto de entrega virtual (o Punto Virtual de Balance[1] –PVB–). Esta 'virtualización' es fundamental para crear un verdadero mercado y una señal de precios robusta basada en múltiples transacciones.

[1] Punto Virtual de Balance Español: Punto de intercambio virtual de la red de transporte donde los usuarios pueden transferir la titularidad del gas como entrada o salida del mismo.

1.2. El Papel del Mercado Organizado en el Sistema Gasista Español

El sistema gasista español se ha desarrollado, hasta 2015, como un mercado mayorista secundario basado en contratos bilaterales (u OTC, *over-the-counter*), fundamentalmente negociados entre comercializadores directamente, que importaban el gas desde los productores (mercado primario) y lo introducían en el sistema de transporte.

El modelo y regulación europea de los mercados energéticos se ha desarrollado con un objetivo fundamental: el fomento de la liquidez de los mercados, basada en transacciones en plataformas transparentes. La liquidez elimina barreras a la competencia y proporciona señales adecuadas para que todas las partes que actúen en un mercado tomen mejores decisiones.

El papel de un *Exchange* o Mercado Organizado es clave para disponer de señales de precio públicas, permitir el acceso de nuevos entrantes en igualdad de condiciones a los comercializadores establecidos, y facilitar compraventas de forma anónima entre partes. Estas características hacen que toda la negociación en un sistema gasista, en todas las formas posibles, se incremente y se potencie la liquidez.

MIBGAS es la primera plataforma en España basada en este tipo de negociación (mercado ciego, con productos estándares y con garantías para negociar iguales para todos los Agentes), y ha sido impulsada por la regulación energética. En todos los países del entorno (especialmente Reino Unido, Holanda y Francia), estas plataformas comenzaron a operar hace más de 10 años y disponen de un nivel de liquidez adecuado, aunque con grandes diferencias entre ellas.

El volumen de negociación que concentran los mercados organizados en sistemas gasistas desarrollados varía entre un 25% (TTF, por ejemplo) y 50% (NBP) respecto a todo el mercado secundario (el resto son OTC, bien bilaterales puros o intermediados). Queda un trecho importante por recorrer en el mercado ibérico hasta conseguir niveles parecidos (en 2018, el mercado organizado negocia el 6,9% de la demanda nacional de gas).

La negociación actual en mercado organizado se concentra en los productos a corto plazo *(spot)* y medio *(prompt)*, y falta por desarrollar la liquidez en productos a mayor plazo (futuros, hasta entrega en 2 años). MIBGAS ha comenzado a negociar futuros con entrega física desde abril de 2018 en su misma plataforma, de forma no regulada, buscando cubrir esta necesidad en el mercado español y completar así su vocación de mercado organizado de referencia para toda la curva de precios del gas en la Península Ibérica.

1.3. Modelo de funcionamiento del Mercado Organizado de Gas

1.3.1. Productos

Desde el comienzo del mercado en diciembre del año 2015, MIBGAS ofrece productos normalizados de transferencia de titularidad de gas natural con entrega física en la red de transporte española, con un periodo de entrega que puede ir desde el mismo día de negociación hasta el último día del mes siguiente al que ha sido negociado; en concreto, se negocian productos Intradiario, Diario, Resto de Mes y Mes M+1. MIBGAS se encarga así mismo de la gestión de la liquidación,

facturación, cobros y pagos y garantías requeridas para la negociación de estos productos.

Desde abril del año 2018, MIBGAS Derivatives ofrece en la Plataforma de MIBGAS productos físicos, no financieros, con mayor plazo de entrega; en particular, productos de tipo Mes, Trimestre, Semestre-gas y Año, llegando a negociar hasta los dos años siguientes. En este caso, y para minimizar las garantías requeridas por la negociación de estos productos, la gestión de la liquidación, facturación, cobros y pagos y garantías se realiza a través de una Entidad de Contrapartida Central, que en este caso es OMIClear.

1.3.2. Sesiones y tipos de negociación

Los productos Intradiario y Diario, necesarios para que tanto los Agentes como Enagás GTS puedan llevar la gestión del balance oportuna, se negocian todos los días de la semana, mientras que el resto de productos se negocian de lunes a viernes.

La negociación comienza diariamente con una subasta ciega. El periodo de recepción de ofertas es de 8:30 a 9:30h; una vez finalizado, se produce la casación de las ofertas; el precio marginal de la subasta es de aplicación a todas las ofertas que resultan casadas y sirve como referencia de precio para el mercado continuo que empieza a continuación.

En el mercado continuo, las ofertas son casadas a medida que son enviadas. De forma general, al introducir una oferta, ésta casará instantáneamente en caso de ser competitiva con otra oferta existente en el Libro de Ofertas de sentido contrario, dando lugar a una transacción al precio de la oferta preexistente. En caso contrario, y siempre dependiendo de las condiciones de la oferta, ésta quedará incorporada al Libro de Ofertas, siendo visible para el resto de Agentes.

Una vez que una oferta resulta casada, la transacción a la que da lugar es firme, conllevando, si la oferta es de compra, una obligación de adquisición del producto, y si la oferta es de venta, una obligación de entrega del mismo. Así mismo, conlleva, respectivamente, la obligación de pago y el derecho de cobro al precio de la transacción.

1.3.3. Intercambio de información con Enagás GTS y OMIClear

Tal y como establece la Regulación, Enagás GTS comunica al Operador del Mercado, antes del inicio de la negociación, los Agentes autorizados para realizar transferencias de titularidad de gas en el PVB, y, por lo tanto, para participar en el mercado.

Así mismo, OMIClear le comunica a MIBGAS Derivatives los Agentes que han perdido la autorización a negociar productos de MIBGAS Derivatives Plazo, por haber perdido alguno de los requisitos establecidos en sus reglas, siendo la causa más común la falta de garantías.

Por último, habida cuenta de que Enagás GTS es responsable del cálculo del balance de los usuarios del sistema gasita, MIBGAS comunica la información de las transacciones llevadas a cabo por los Agentes, que es tenida en cuenta para el cálculo de sus respectivos balances y para las tarifas de desbalances aplicables.

1.3.4. Procesos económicos de los productos de MIBGAS

MIBGAS es responsable de la gestión de la liquidación, facturación, cobros y pagos y garantías de los productos que ofrece, según las propias Reglas del Mercado Organizado de Gas. En el caso de los productos de mayor plazo, esta responsabilidad recae en OMIClear, en aplicación de sus propias reglas.

Para poder negociar los productos de MIBGAS, los Agentes deben disponer de garantías suficientes formalizadas ante el Gestor de Garantías[2]. Además de una garantía inicial de 20.000 € exigida en el proceso de alta, se requiere, para las operaciones de compra, una garantía equivalente al valor total de la oferta o de la transacción, independientemente del producto que se negocie; para las operaciones de venta, se requiere, sólo para los productos Resto de Mes y Mes Siguiente, una garantía del 10% del valor económico de la oferta o de la transacción.

MIBGAS expide semanalmente las facturas electrónicas de venta y de compra, por las transacciones de productos que hubieran sido entregados la semana anterior. En dichas facturas, MIBGAS figura como contraparte de las mismas. Dado que el PVB es considerado un depósito fiscal, estas facturas no incluyen ni IVA ni Impuesto de Hidrocarburos. Los Agentes deudores tienen, por lo general, dos días para realizar el pago; a su vez, MIBGAS pagará a los acreedores en el día bancario posterior.

1.3.5. Comité de Agentes del Mercado Organizado de Gas

El Comité de Agentes es un órgano consultivo, que se reúne cada dos meses, y está formado por representantes del Operador del Mercado, de los Agentes, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, del Gestor de Garantías y de los Gestores Técnicos. Así mismo, con voz, pero sin voto, son invitadas otras figuras relevantes del sector.

Entre las funciones de este órgano se encuentran estar informado del funcionamiento del mercado, así como proponer o informar de nuevas funcionalidades o de nuevas propuestas de Reglas del Mercado Organizado.

1.3.6. Información Pública y Reporte a los Reguladores

Cumpliendo escrupulosamente la obligación de transparencia, el Operador del Mercado publica diariamente, en la página web de MIBGAS (www.mibgas.es), información sobre la operativa diaria del mercado.

Asimismo, MIBGAS, al contar con la autorización de la Agencia para la Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) para ser *Registered Reporting Mechanism* (RRM), ofrece también los servicios de envío de información relativa a las operaciones realizadas en el mercado, de acuerdo con lo especificado al respecto en el Reglamento (UE) nº 1227/2011, de 8 de diciembre de 2011, y Reglamento nº 1348/2014 de 17 de diciembre de 2014, del Parlamento Europeo y del Consejo sobre la integridad y la transparencia del Mercado Mayorista de la Energía (Reglamento REMIT).

1.3.7. Gestor de Garantías

El artículo 21.3.m del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso a terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, designa a MIBGAS como Gestor de Garantías para la gestión centralizada de las garantías

[2] MIBGAS, en virtud del Real Decreto 984/2015, actúa como Gestor de Garantías del sistema gasista, gestionando las garantías para los desbalances en PVB, la contratación de capacidad y el Mercado Organizado de Gas.

correspondientes a tres actividades clave para el mercado del gas, y en las que todos los Agentes que acceden al mercado deben participar:

_ El Mercado Organizado y Regulado de Gas.

_ La contratación de capacidad, tanto para acceder al Punto Virtual de Balance, como Plantas de Regasificación y Distribución.

_ La Gestión de desbalances en el PVB y a los desbalances en plantas de regasificación.

El fundamento del Gestor de Garantías es doble:

_ Permitir a los usuarios del sistema gasista reducir el número de instrumentos de garantías necesarios para cubrir diferentes riesgos. Todo ello conlleva un menor coste financiero para los usuarios del sistema gasista.

_ El concepto de "ventanilla única" facilita y agiliza los trámites asociados a la prestación de los instrumentos de garantías necesarios, evitando la dispersión de trámites y la interlocución con los diferentes beneficiarios.

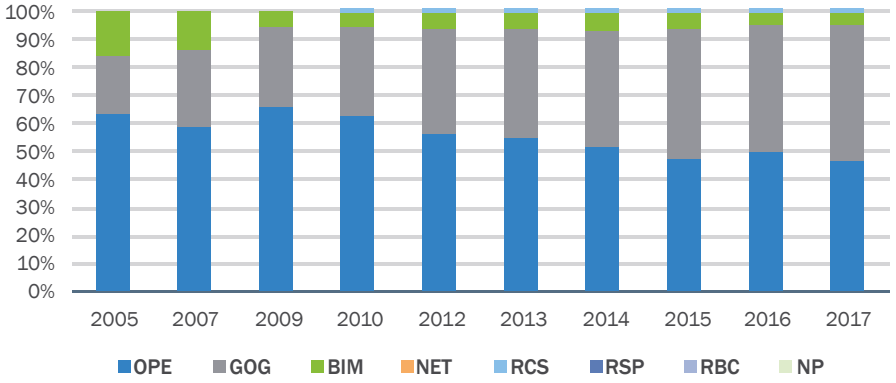
MIBGAS gestiona, a cierre del año 2018, mediante esta figura regulada, la cantidad de 872,7 millones de euros, depositados por los usuarios del sistema gasista (148 entidades, de las cuales a su vez 82 son Agentes del mercado organizado), tanto en avales bancarios (el 95,1% de los instrumentos utilizados por los Agentes), depósitos en efectivo, y seguros de caución.

2. El mercado del gas en 2018

2.1. El escenario internacional

En los últimos años, el desarrollo en la liquidez de los principales *hubs* de las diferentes regiones geográficas, tales como Europa (TTF y NBP) o América del Norte (Henry Hub), ha supuesto un punto de inflexión en la negociación de los contratos de gas, evolucionando de la indexación al petróleo, con índices como el Brent 603, a la contratación mediante el mecanismo *gas-on-gas*, donde el precio está referenciado a los propios *hubs*. Con ello, regiones como EE.UU. y Europa están consiguiendo desmarcarse progresivamente de la influencia directa que ha ejercido la cotización del crudo en el precio final del gas natural. Los últimos datos de la *International Gas Union* (IGU) (ver Gráfico 1) reflejan esta clara tendencia desde el año 2005, cuando la contratación *gas-on-gas* apenas alcanzó el 20% de la cuota total del gas importado y, en cambio, en el año 2017 se aproximó al 50%.

Gráfico 1: Formación del precio de las importaciones totales de gas natural a nivel mundial (2005 - 2017)

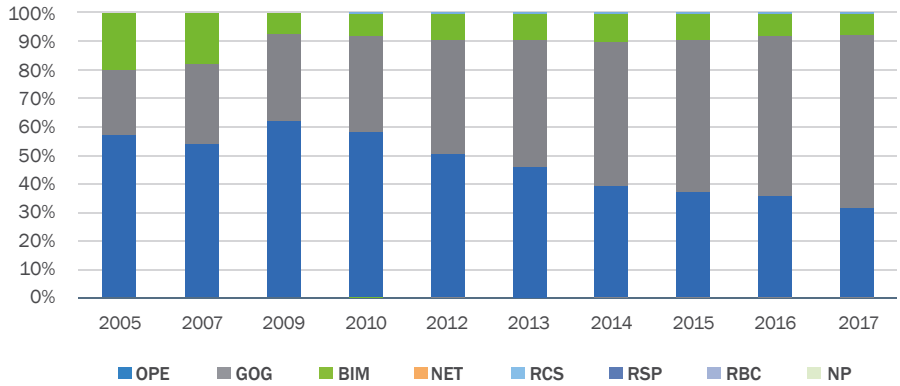


Fuente: IGU (2018b).

Esta creciente evolución en la indexación a *hub* ha venido desencadenada por la cada vez mayor importación de gas que se realiza a través de gasoducto mediante este tipo de contratación *(gas-on-gas)*. Así, las importaciones mundiales de gas natural a través de tubo han aumentado su indexación a *hub* desde una cuota de aproximadamente el 20% (en 2005), hasta superar el 60% de la contratación en el año 2017 (ver Gráfico 2).

Por otra parte, haciendo referencia a los datos registrados (Gráfico 3) durante este mismo periodo de tiempo para el GNL, la otra gran fuente de aprovisionamiento, no

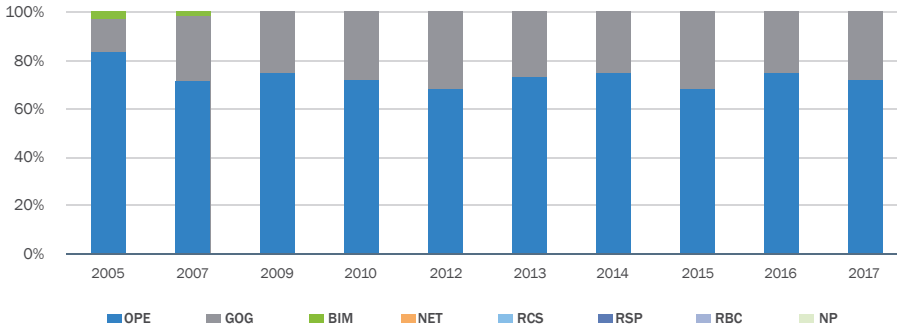
Gráfico 2: Formación del precio de las importaciones por gasoducto a nivel mundial (2005 - 2017)



Fuente: IGU (2018b).

se puede realizar la misma reflexión que para las importaciones por tubo, ya que, desde el año 2005, la contratación *gas-on-gas* osciló únicamente en valores entre el 15 y el 35% de la cuota total, siendo mayoritarios los contratos indexados a petróleo, siempre en valores superiores al 65%. El efecto de la demanda de los grandes importadores asiáticos de GNL (Japón, China y Corea del Sur), que tradicionalmente han confiado en la contratación a largo plazo con indexación al crudo, ha condicionado esta evolución, contrarrestando el efecto ejercido en dicho mercado por las potencias europeas, donde la fuerte influencia de los *hubs* está impulsando la contratación *gas-on-gas*.

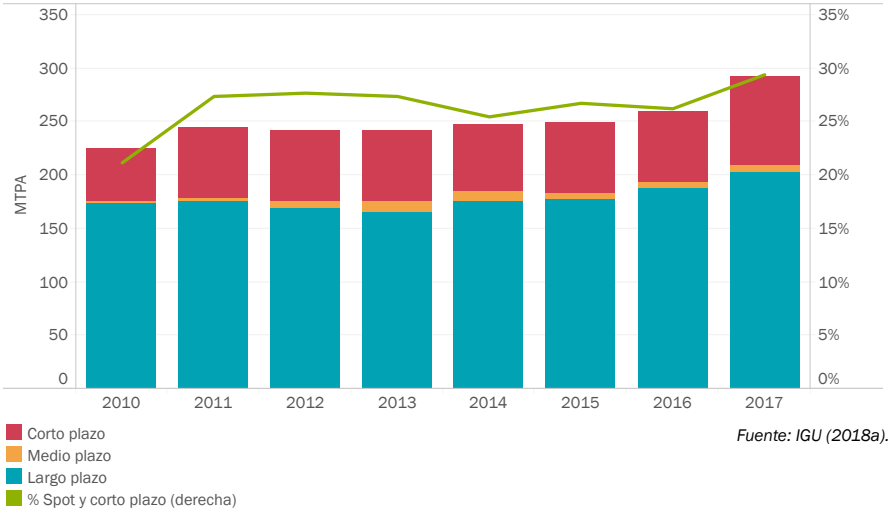
Gráfico 3: Formación del precio de las importaciones de GNL a nivel mundial (2005 - 2017)



Fuente: IGU (2018b).

No obstante, la flexibilidad de aprovisionamiento de GNL ha ido aumentando progresivamente en los últimos años, evolucionando de los contratos más tradicionales con duración de entre 15 y 25 años e indexación al petróleo, a la negociación en el corto plazo o *spot* (Gráfico 4). Estos últimos han ido ganando cuota de mercado con dos puntos de inflexión relevantes: el primero, en el año 2011 (contratación *spot* del 27% respecto al total), donde el apagón nuclear acontecido en Japón, derivado del accidente de Fukushima, obligó al país nipón a negociar grandes cantidades de GNL en el mercado *spot* para suplir el suministro proveniente de la generación nuclear; y el segundo, en el año 2017 (con casi el 30% de contratación *spot* sobre el total), donde tuvo una fuerte influencia la puesta en marcha de varias instalaciones exportadoras de GNL en EE.UU., Australia y Rusia.

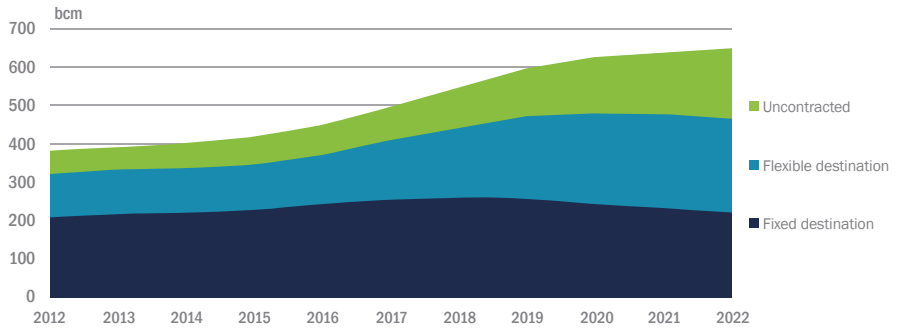
Gráfico 4: Distribución de los contratos a corto, medio y largo plazo en el mercado internacional de GNL (2010 - 2017)



Fuente: IGU (2018a).

Por consiguiente, una mayor contratación de GNL a traves de contratos *spot* o corto plazo implica que la naturaleza de los mismos sea flexible, lo que se deriva de la evolución de los acuerdos más tradicionales con cláusula destino (cláusulas DES con destino prefijado) a otras modalidades con destino flexible o *Free on Board* (FOB), o incluso permanecer inicialmente en régimen de no contratado, el cual dispone de total libertad a la hora de que el suministrador elija el destino más atractivo. Como se aprecia en el Gráfico 5, la evolución en la flexibilidad de los contratos aumentó sustancialmente en el año 2017, favoreciendo el arbitraje entre mercados mediante contratos *spot*. Esta tendencia se espera que se acentúe en los próximos años con la entrada de la nueva capacidad de licuefacción en países como EE.UU. (que claramente apuesta por este nuevo modelo) y Australia (más proclive a la contratación tradicional).

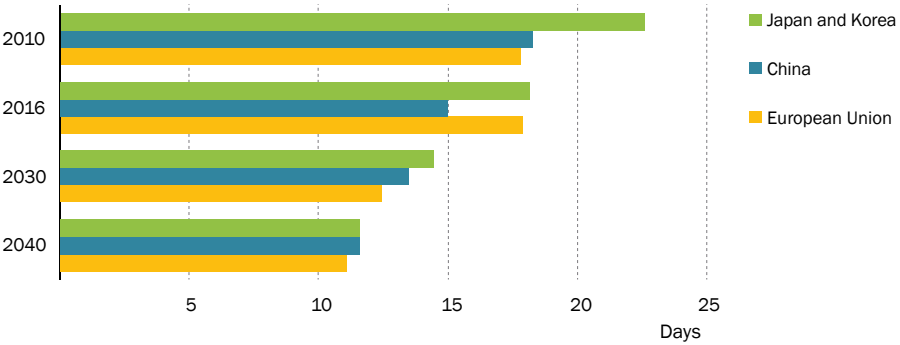
Gráfico 5: Volumen exportado de GNL en función de la flexibilidad del destino (2012 - 2022)



Fuente: IEA (2017a)

Nuevamente, el aumento sistemático de la flexibilidad en el destino de los metaneros permite que, en caso de necesidad, los mercados demandantes dispongan en tiempo razonable del GNL que les permita atender la demanda. Así mismo, como puede apreciarse en el Gráfico 6, a medida que el comercio de GNL se expande y llega a estar más diversificado, cada vez más importadores pueden conseguir hasta un 10% extra del volumen de GNL comprometido, para cubrir puntas imprevistas de demanda en mucho menor tiempo que en la actualidad.

Gráfico 6: Tiempo medio necesario para obtener un 10% extra de las importaciones de GNL por importador

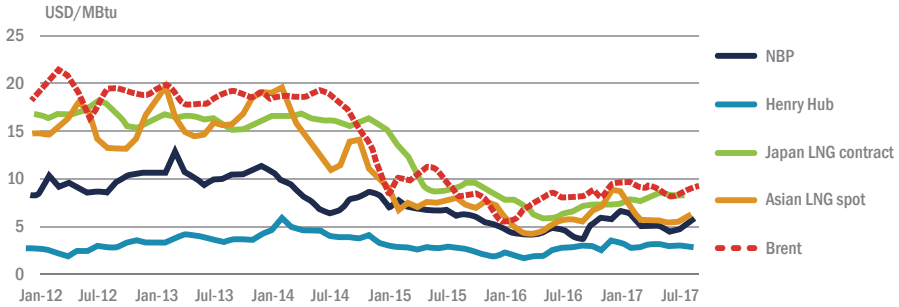


Fuente: IEA (2017b)

El mercado global del GNL maximiza el desarrollo del concepto del arbitraje entre los diferentes mercados internacionales, respondiendo a cada una de sus señales de precio y en función de parametros como el *shipping*. Así, a modo de ejemplo, un metanero cuyo contrato de suministro estuviera en regimen flexible (FOB o no contratado), podria dirigirse al destino inicialmente previsto para, posteriormente,

según las leyes del mercado, cambiar de rumbo a destinos que hayan adquirido atractivo. Consecuentemente, el nivel de competencia entre los demandantes se multiplica exponencialmente, lo que produce un mayor acoplamiento entre estos mercados, tal y como se muestra en la Gráfico 7, creando señales de precios notablemente más eficaces.

Gráfico 7: Evolución del precio del gas natural según las diferentes regiones (2012 - 2017)



Fuente: IEA (2017a)

Un claro ejemplo de lo comentado anteriormente es Europa, en donde la elevada dependencia del suministro de gas procedente de Rusia (vía gasoducto) disminuiría parcialmente con la entrada de GNL, limitando el poder comercial de Rusia sobre países como Alemania, en cuyo caso podría ser incluso mayor tras la finalización del nuevo gasoducto Nord Stream 2.

2.1.1. Hechos destacados en 2018

Durante el año 2018 se han producido una serie de eventos destacables dentro del panorama internacional del mercado mundial del gas natural, donde el GNL se ha consolidado como el gran protagonista, permitiendo el arbitraje entre las diferentes regiones.

Los principales agentes desde el lado de la oferta han sido:

Australia, que inauguró las instalaciones de GNL de Wheatstone T2 e Ichthys T1 y T2, convirtiéndose en el mayor exportador de GNL mundial durante el mes de noviembre, por delante de Catar, con 8,75 bcm. Se espera que esta posición quede consolidada con la entrada en funcionamiento de la planta de Prelude con casi 5 bcm de capacidad adicional, y que está considerado como el primer proyecto flotante de GNL en el mundo.

Rusia, el mayor exportador de gas natural, incrementó también su presencia en el mercado de GNL con la puesta en marcha de los trenes 2 y 3 (este último con un año de adelanto) de las instalaciones de Yamal, ampliando su capacidad total hasta los 22,70 bcm y realizando envíos a Asia, Europa e incluso Norte América.

Estados Unidos, cuya industria gasista ha experimentado un desarrollo exponencial a raíz de la explotación de yacimientos de *shale gas,* ha seguido incrementando su presencia en el mercado global de GNL con la apertura de las instalaciones de Corpus Christi T1 y Cove Point y la ampliación del tren 5 de la planta de Sabine Pass. Según la EIA, EE.UU. se convertiría en la tercera potencia mundial en exportaciones de GNL en 2019, solo por detrás de las ya mencionadas Australia y Catar, gracias a la inauguración de las instalaciones de Freeport, Cameron y Elba Island.

Tabla 1: Principales proyectos de GNL inaugurados en 2018 y previstos para 2019 y 2020 (bcm)

País	Proyecto	2016	2017	2018	2019	2020
Australia	Australia Pacific LNG T1 y T2	12,37				
	Gladstone LNG T2	5,36				
	Gorgon T1 y T2 (2016); T3 (2017)	14,29	7,15			
	Wheatstone LNG T1 (2017) y T2 (2018)		6,12	6,12		
	Ichthys T1 y T2			12,23		
	Prelude			4,95*		
Rusia	Yamal LNG T1 (2017); T2 y T3 (2018)		7,56	7,56+7,56**		
USA	Sabine Pass T1 y T2 (2016); T3 y T4 (2017); T5 (2018)	12,37	12,37	5,16		
	Cameron LNG				13,70	6,85
	Corpus Christi T1 (2018) y T2			6,19	6,19	
	Cove Point LNG			7,22		
	Freeport LNG T1, T2 y T3				12,76	6,38
	Elba Island			2,1*	1,37	

**Proyectos que se esperaban para 2018 y han sufrido demoras.*
*** Proyectos inaugurados en 2018, inicialmente programados para 2019.*
Fuente: IGU, GIIGNL y Cheniere. Elaboración Propia.

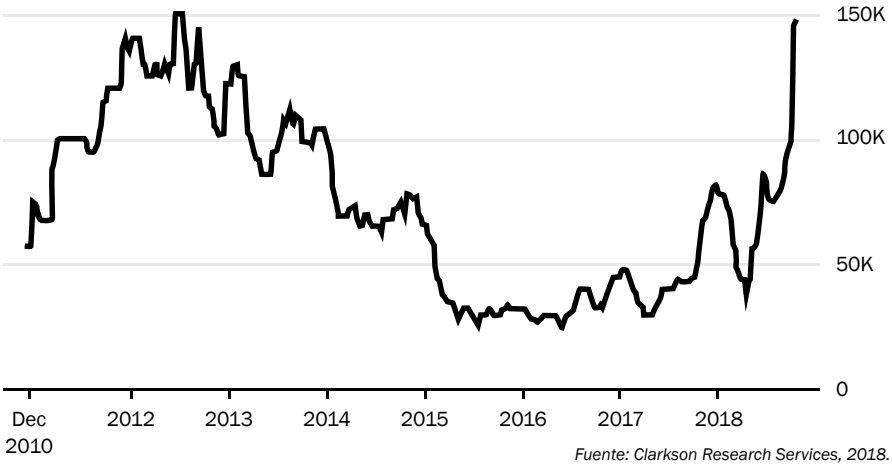
Los protagonistas del mercado de GNL, por el lado de la demanda, fueron los países asiáticos:

China se ha convertido en los últimos años en uno de los actores principales en la demanda asiática de GNL, consecuencia de la aprobación de políticas ambientales cuyo objetivo es el de reducir la contaminación en sus ciudades mediante la sustitución del carbón por gas. Según estimaciones de Wood Mackenzie, las importaciones de China crecerían en torno a los 12 millones de toneladas de GNL (16,15 bcm) en 2018, lo que supone el 50% del crecimiento de la demanda mundial. Esta evolución ha catapultado a China en la lista de principales países importadores de GNL (ya adelantó a Corea del Sur en la segunda posición en 2017), consiguiendo durante los primeros 8 meses de año 2018 más importaciones (77 bcm) que el mayor importador de GNL mundial, Japón (76 bcm).

Japón, primer importador de GNL mundial a raíz del apagón nuclear derivado del desastre nuclear de Fukushima, ha seguido reestableciendo la generación eléctrica de origen nuclear con la reactivación de 5 de sus reactores, consiguiendo doblar su capacidad desde los 3,5 GW (2017) a los más de 9 GW actualmente, según datos de la EIA. Así, la producción de energía con GNL será menor, reduciendo en 9 millones de toneladas de GNL (12,11 bcm) las importaciones en 2018.

Otro hecho relevante en este año 2018 ha sido el **acusado incremento de los costes de transporte de GNL** (representan desde el 5% hasta el 30% del precio final) (Gráfico 8), lo que ha condicionado los flujos comerciales entre las principales regiones mundiales. El continente asiático, cuyos precios han resultado atractivos tradicionalmente para los productores de GNL, se ha visto afectado en gran medida por esta situación, llegando a contratarse buques con un coste de *shipping* de 200.000 $ diarios.

Gráfico 8: Evolución de los costes de transporte (shipping) de GNL (diciembre 2010 – octubre 2018)

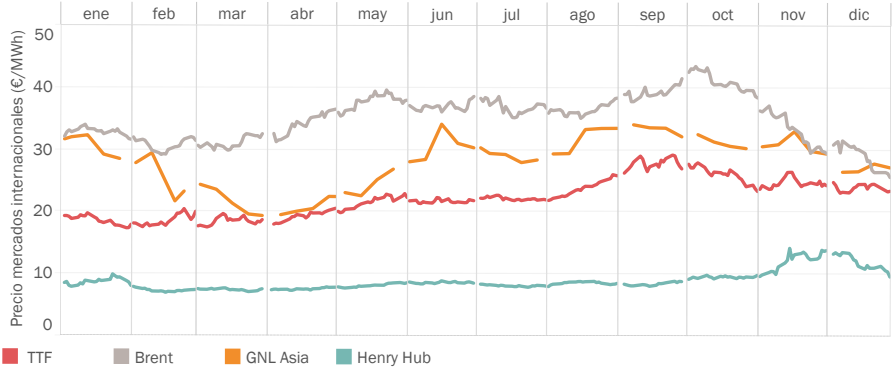


Fuente: Clarkson Research Services, 2018.

2.1.2. Evolución de los precios (fundamentales/*drivers*)

2018 estuvo caracterizado por la tendencia alcista en los principales mercados gasistas (Gráfico 9), rompiendo con la tendencia decreciente de los últimos años (Gráfico 7). Este punto de inflexión se produce en un año donde los precios han estado tensionados: desde el lado de la **oferta** por el alza del petróleo, el cual volvió a superar valores por encima de los 80$/bbl, no vistos desde el 2014, y que ha generado el encarecimiento del gas natural (que aún se encuentra fuertemente indexado a éste, especialmente en GNL y contratos a largo plazo vía gasoducto); desde el lado de la **demanda**, por el elevado consumo de los países asiáticos, liderados por Japón y China, aumentando el precio del mercado global de GNL. El resto de *hubs* europeos ha sido impactado por esta situación, al verse en la necesidad de competir con el mercado de Asia. No obstante, a pesar del aumento del precio global del gas natural, los mercados han mantenido una elevada correlación y un cada vez mayor acoplamiento, a excepción del mercado estadounidense (Henry Hub), el cual mantiene sus bajas cotizaciones debido a la explotación del *shale gas*.

Gráfico 9: Dinámica del precio en los principales mercados mundiales (2018)

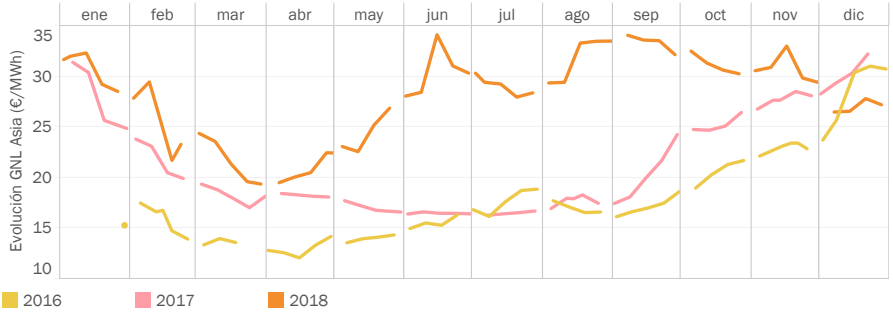


Fuente: ICE, Thomson Reuters Eikon y Powernext. Elaboración propia.

Observando detalladamente la evolución del mercado de GNL en Asia en 2018, se pueden apreciar cambios notables respecto a años anteriores (Gráfico 10). Durante el primer trimestre del año los precios mantuvieron la tendencia típica del final del invierno con cotizaciones a la baja a medida que la demanda asiática disminuía. A partir del mes de abril, difiriendo de años anteriores donde tradicionalmente se producía la bajada de precios antes del comienzo del invierno de gas, la cotización del GNL en Asia aumentó progresivamente durante el verano de gas, soportada por la recuperación del barril de petróleo, y debido a múltiples problemas del suministro procedente de Australia, acentuados por los aumentos puntuales de demanda de gas para refrigeración.

Finalmente, volviendo a contrariar las tendencias de años pasados, el precio se redujo sistemáticamente durante el último trimestre del año, como consecuencia de la menor demanda en países como Japón, debido al reinicio de varias centrales nucleares a lo largo del año, así como de China y Corea del Sur.

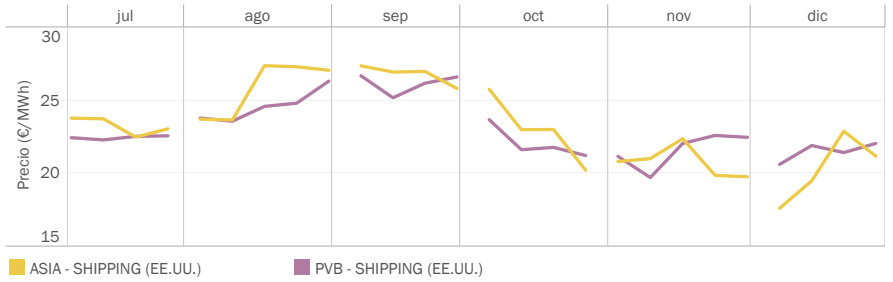
Gráfico 10: Comparativa del precio del GNL en Asia (2016, 2017 y 2018)



Fuente: Thomson Reuters Eikon. Elaboración propia.

La bajada de precios de final de año ha reducido el *spread* con los mercados europeos, lo que sumado al cada vez mayor coste de transporte, ha aumentado el *netback* entre las plantas productoras del Golfo de México y Europa, en detrimento de Asia (Gráfico 11). Esta situación ha aumentado las llegadas de GNL a Europa durante los primeros meses del invierno de gas, mejorando los stocks y el aprovisionamiento de cara al primer trimestre del año 2019.

Gráfico 11: Evolución del netback desde EE.UU. a Europa y Asia (2018)



Fuente: MIBGAS, Thomson Reuters Eikon. Elaboración propia.

2.2. El mercado de gas natural en la Unión Europea

El mercado de gas en la Unión Europea en 2018 ha evolucionado en función de los diferentes acontecimientos que han influido en la oferta y la demanda a lo largo del año, los cuales se describen a lo largo de este capítulo.

2.2.1. Primer trimestre de 2018

Anuncio de la reducción de la producción de Groningen

El 8 de enero tuvo lugar el mayor temblor desde 2012 asociado a la extracción de gas natural en el yacimiento de Groningen. La empresa productora, NAM, propuso ciertas medidas para reducir la sismicidad, las cuales fueron analizadas por el regulador (*State Supervision of Mines,* SSM) y que elaboró un informe para el Ministerio de Asuntos Económicos y Clima, entregado el 25 de enero.

A pesar de que el Gobierno ya había anunciado su intención de limitar la producción a 20 bcm/año en 2021, aunque sin especificar el plan de reducción, no fue hasta el 29 de marzo cuando el ministro anunció que la producción caerá a 12 bcm, como tarde, en octubre de 2022, cerrándose por completo el yacimiento en 2030.

Para hacer frente a la demanda de gas que cubre Groningen, de bajo poder calorífico, se ha confirmado la ampliación de las instalaciones de conversión de Zuidbroek, que podría suplir 7 bcm/año del gas actualmente extraído. Así mismo, 4,4 bcm/año de la actual demanda podrían eliminarse mediante la migración de grandes consumidores industriales de gas de bajo a alto poder calorífico. Por su parte, las exportaciones hacia Alemania, Francia y Bélgica se verían también afectadas, pues el Gobierno espera disminuirlas 2 bcm/año. Además, el regulador considera que un uso más flexible del almacenamiento de Norg, permitiría establecer cortes más rápido en la producción durante el año de gas 2018/2019. Finalmente, el 15 de octubre, el Senado holandés aprobó la ley para minimizar la producción del yacimiento.

Un adelanto en los cortes de producción podría desencadenar una tendencia alcista en el TTF, aunque por el momento, dada la lejanía en las fechas de cierre y la poca claridad en las declaraciones, no han conseguido tener un peso significativo entre los factores que actualmente mueven el precio.

Ola de frío (Bestia del Este)

Durante el primer trimestre del año, las temperaturas se mostraron relativamente suaves para la época del año, por lo que los precios comenzaron con una tendencia bajista en el mes de enero. Sin embargo, la situación cambió drásticamente a finales de febrero cuando el desplome de las temperaturas en Europa, debido a la ola de frío denominada “Bestia del Este”, llegaron a situarse en más de 10 grados por debajo de la normal, disparando los precios a los niveles máximos anuales.

Cabe destacar el pico de precio del PSV el 23 de febrero (47,50 €/MWh), cuando Italia declaró el estado de emergencia debido a las bajas temperaturas y a los cortes en la interconexión con Alemania. Al aumento de la demanda se unieron problemas de suministro en la planta de regasificación de Reino Unido de

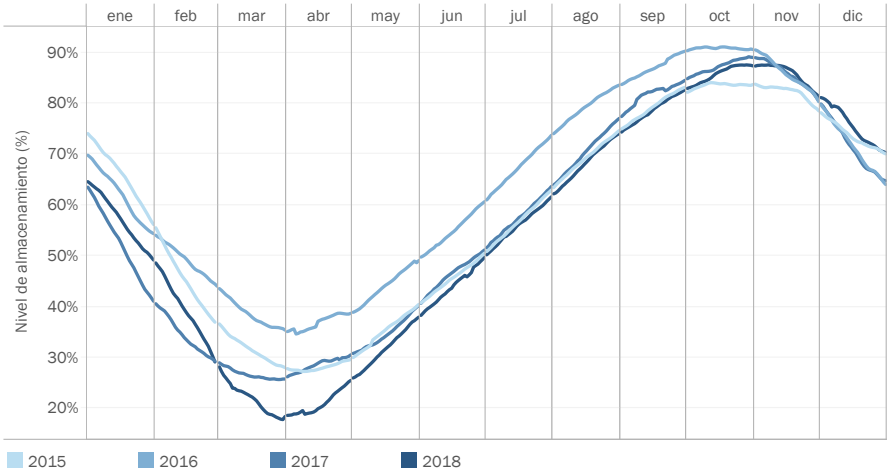
South Hook, así como el cierre del almacenamiento subterráneo de Rough y limitaciones en las importaciones de gas desde Noruega, debido a problemas en la planta de procesamiento de Kollsnes y en el campo gasista de Visnud, de forma que el día 1 de marzo el NBP registró máximos históricos (88 €/MWh). Esta situación afectó a los mercados de Bélgica y Holanda, llevando a máximos los flujos de la interconexión IUK y BBL Interconnector, respectivamente, y llegando a cotizar por encima de los 100€/MWh en los productos *spot* de sus *Exchanges*.

No obstante, la situación de estrés fue subsanada en pocos días, regresando a la normalidad tras encadenar sucesivas olas de frío y cerrando el trimestre con precios a la baja.

Alta demanda de extracción de los almacenamientos subterráneos

En el comienzo del año 2018 los almacenamientos europeos se encontraban en niveles superiores a los del año anterior. Sin embargo, los altos ratios de extracción que se alcanzaron debido a la alta demanda provocada por la ola de frío (Bestia del Este) que tuvo lugar a finales de febrero y principios de marzo, dejaron los almacenamientos subterráneos en niveles notablemente bajos (Gráfico 12). Esta situación fue especialmente delicada en Reino Unido debido al cierre de Rough, ya que disminuyó considerablemente la flexibilidad de aprovisionamiento, provocando una mayor dependencia a las importaciones.

Gráfico 12: Nivel de los almacenamientos subterráneos en Europa (2015 - 2018)



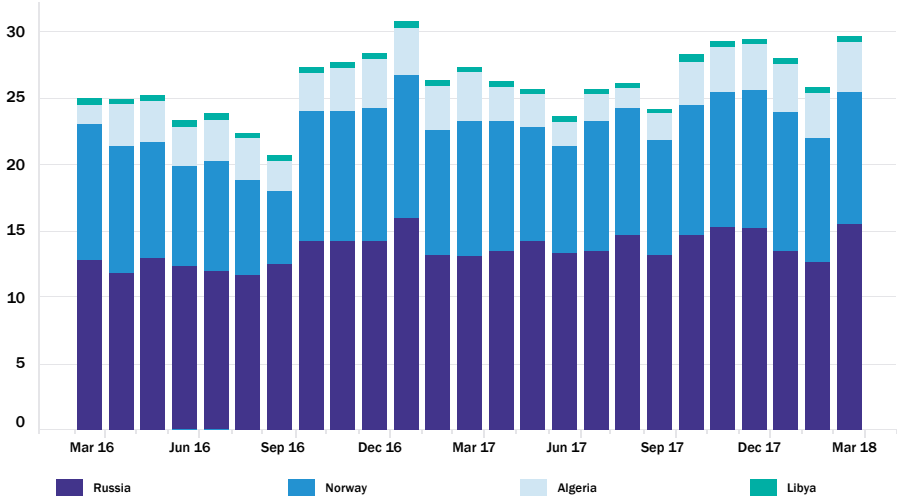
Fuente: GIE (base de datos AGSI+). Elaboración propia.

No obstante, el haber comenzado el invierno 2017/2018 en valores superiores a los del invierno anterior ha permitido superar dichas fechas sin vaciar por completo los inventarios de los almacenamientos subterráneos, aunque los niveles se redujeron a valores mínimos al comienzo del verano.

Elevadas importaciones de gas ruso vía gasoducto

Las importaciones de gas ruso a la Unión Europea, vía gasoducto, alcanzaron el valor de 15,5 bcm en marzo, representando el 36% del total importado. Dicho flujo fue el más elevado desde enero de 2017, que a su vez representó el valor récord desde 2011 (Gráfico 13).

Gráfico 13: Volúmenes importados por gasoducto desde Rusia



Fuente: ICIS (2018a).

2.2.2. Segundo trimestre de 2018

Inyecciones y *switching* carbón-gas no rentables

Durante los últimos años, la disminución en los márgenes de almacenamiento en Europa se ha debido fundamentalmente al bajo *spread* verano-invierno y a la falta de volatilidad en los productos *spot*. En 2018, los niveles mínimos alcanzados por los almacenamientos subterráneos europeos han tenido un impacto en los precios mayor que otros años, consecuencia de la ola de frío que tuvo lugar en el primer trimestre. Esta situación se vio extendida en el tiempo debido a la elevada cotización del gas en los *hubs* europeos, que no motivaban a los agentes a iniciar las inyecciones en los almacenamientos.

Francia alcanzó en mayo un nivel de llenado de un 30%, debido a los bajos *spreads* entre principios de verano e invierno, que desincentivaron las inyecciones. Del mismo modo, en Italia, en respuesta a los bajos niveles de almacenamiento, y aprovechando la diferencia de precio entre los productos a plazo y *spot*, el 16 de mayo se alcanzó el récord de inyección desde 2010.

Precio del petróleo

El precio del barril Brent creció de forma prácticamente continuada desde mediados de junio de 2017, agudizando dicha tendencia durante el mes de mayo, cuando superó los 80 $/barril, e impulsando al alza los precios de los diferentes *hubs* europeos. Este comportamiento alcista fue ocasionado por diversos factores geopolíticos: reducción de la producción por parte de los países pertenecientes a la OPEP, sanciones de EE.UU. a Irán tras la ruptura del pacto nuclear, caída en la producción de Venezuela debido a inestabilidad política y aumento de la demanda de petróleo por una buena situación de la economía mundial. De cara a frenar esta tendencia alcista, la OPEP y hasta diez países productores no pertenecientes a la organización (encabezados por Rusia), anunciaron un impulso de la producción de petróleo. Gracias a esta medida, el mercado del gas europeo experimentó una depreciación acusada. En los últimos días de mayo, los precios en los mercados europeos de gas siguieron con valores correlativos muy elevados, siguiendo la tendencia del crudo, principal catalizador durante todo el mes.

La cotización del Brent se mantuvo en valores altos durante el periodo estival, sin que la decisión de aumentar la producción se haya reflejado en una bajada reseñable en el precio. De hecho, durante el mes de agosto inició una tendencia creciente que duró hasta comienzos de octubre (el día 4 alcanzó la máxima cotización desde 2014, 85,75 $/barril), cuando la tendencia cambió completamente debido al aumento de producción de Arabia Saudí, Rusia y EE.UU., manteniéndose el descenso hasta finales de año.

Trans-Anatolian Pipeline (TANAP)

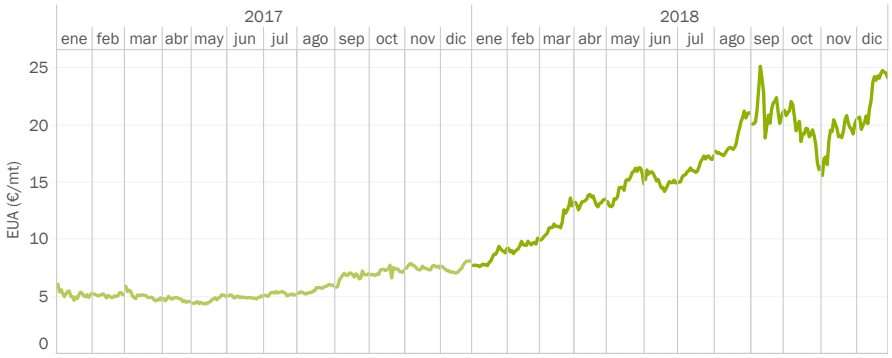
El 12 de junio se inauguró en Turquía el gasoducto TANAP *(Trans-Anatolian Pipeline)*, que forma parte del Corredor Sur de gas. El TANAP permitirá transportar 16 bcm desde Azerbaiyán, de los cuales 6 bcm/año se destinarán al mercado turco durante un período de dos años, y el resto al sur de Europa. Además, se espera que una vez se haya finalizado el proyecto del gasoducto TAP *(Trans-Adriatic Pipeline)*, ambos se unifiquen en la frontera de Grecia, transportando el gas a Europa.

2.2.3. Tercer trimestre de 2018

Mercado del CO_2 y *switching* gas – carbón

El mercado del CO_2 ha mostrado una evolución alcista desde el pasado año, acentuándose notablemente durante 2018 (Gráfico 14) con la entrada en vigor del mecanismo MRS *(Market Stability Reserve)* en 2019. Con este mecanismo se prevé retirar en 24% de la oferta anual de los derechos de emisión de las subastas, lo que está provocando una presión alcista sobre el precio del CO_2. Además, el anuncio emitido por la Comisión Europea sobre la cancelación de las subastas alemanas a partir de la segunda mitad de noviembre tensionó aún más el mercado de emisiones.

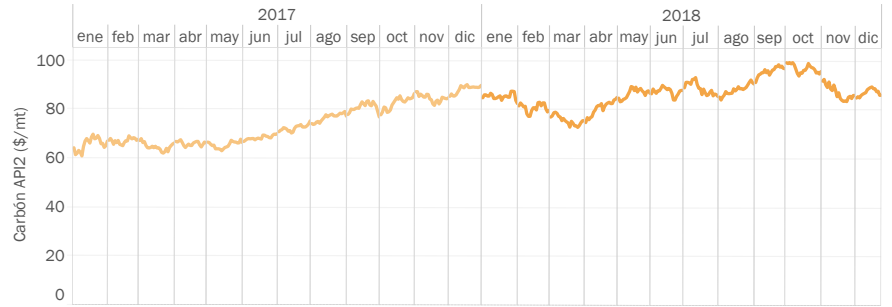
Gráfico 14: Evolución del precio de los derechos de emisión de CO_2 en la UE



Fuente: SendeCO_2. Elaboración propia.

A pesar del elevado precio de los derechos de emisión de CO_2 y del carbón (alcanzando precios superiores a los 90 $/mt, Gráfico 15), la presencia de este último en el mix de generación eléctrica ha sido notablemente superior a la del gas natural en los meses de julio y agosto (17% vs 11% en julio; 17% vs 13% en agosto). Esta mayor demanda del carbón para producción eléctrica empuja al precio del CO_2, lo que a su vez impacta también en el precio de la electricidad.

Gráfico 15: Evolución del precio del carbón



Fuente: Thomson Reuters Eikon. Elaboración propia.

Durante el mes de septiembre, en Francia persistían las dudas sobre la disponibilidad de sus nucleares, la aportación de energías renovables en toda Europa fue baja y el elevado precio de los combustibles fósiles y del CO_2 presionaron al alza el precio eléctrico.

Además, en dicho mes destaca la alta volatilidad en el mercado del CO_2 (llegó a los 25,24 €/mt), donde a la mayor demanda de derechos por el consumo de carbón se unió un componente especulativo por la expectativa de precios elevados, y al vencimiento muy próximo de opciones sobre derechos de CO_2, que se producía en la tercera semana del mes, y que dispararon la volatilidad del subyacente.

Incremento de las inyecciones

Las inyecciones de gas en los almacenamientos subterráneos del noroeste europeo se incrementaron a finales de junio incentivados por el restablecimiento de los flujos de gas desde Reino Unido al continente y de que los diferenciales estacionales se hicieran más favorables, antes de los próximos cortes previstos en las rutas de entrada de gas ruso. Entre los días 28 de junio y 2 de julio la inyección media diaria fue de 226,84 millones de metros cúbicos en el Noroeste de Europa (Bélgica, Francia, Alemania y Países Bajos). Así, en los Países Bajos se alcanzó, en el primer fin de semana de julio, el pico de mayor inyección en las últimas diez semanas. Posteriormente, a finales de julio, con la suspensión de los flujos del gasoducto Nord Stream durante dos semanas por mantenimiento, las inyecciones cayeron en el noroeste europeo. Sin embargo, en el mes de agosto volvieron a aumentar aprovechando el periodo vacacional.

2.2.4. Cuarto trimestre de 2018

Buen aprovisionamiento por GNL

En 2018, los precios del GNL durante el verano se mantuvieron en valores elevados para, posteriormente, descender drásticamente con el inicio del invierno. Una menor demanda en países asiáticos como Japón, debido al reinicio de la central nuclear de Ikata, China y Corea del Sur, así como la inauguración de nuevas instalaciones de suministro de GNL en Australia (Ichthys) han sido los principales factores que han empujado el precio a la baja en Asia, reduciendo el *spread* con los mercados europeos que, teniendo en cuenta el cada vez mayor sobrecoste de transporte *(shipping)* y la baja disponibilidad de barcos, hace que el flujo de GNL a Asia pierda atractivo frente a Europa.

Bajada de precio de las commodities

Durante el mes de octubre se apreció cierto descenso en el precio del GNL asiático y de otras *commodities* como el Brent, el carbón, y los derechos de emisión de CO_2 (después de haber alcanzado valores máximos durante el pasado verano). Sin embargo, éstos continuaron siendo notablemente superiores a los de otros años, ejerciendo así de soporte en el precio del gas natural hasta el mes de diciembre, cuando el precio del Brent cayó drásticamente llegando a situarse ayer en 58,82 $/barril (frente a 62,36 $/barril el día anterior). Esta situación se ha desencadenado tras la espera de que la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) concreten medidas sobre el recorte de producción.

Otro fundamental que explica la caída de los precios del gas natural durante el mes de diciembre son los precios de los derechos de emisión tras el anuncio

de Polonia de subastar 55,8 millones de permisos extra de CO_2 en 2019, y el descenso del precio del carbón, siguiendo la estela del resto de materias primas. Ambos factores pusieron al carbón en una situación aún más competitiva respecto al gas para la producción de electricidad y por tanto redujeron su demanda.

Fusión de los mercados en Francia

La ampliación de la capacidad de la conexión por gasoducto (Val de Saône), entre el norte y el sur de Francia, el 12 de octubre, y el reforzamiento de otras infraestructuras, ha permitido la creación de una zona única de mercado, el 1 de noviembre, lo que permitirá impulsar la liquidez del *hub* francés. Desde el 1 de noviembre, Francia cuenta con una única zona de negociación con un punto virtual de balance, pero a pesar de los mayores flujos de gas, no se eliminará la dependencia de la región sur del GNL, que condicionará los niveles de precio del nuevo *hub* (PEG).

Se espera que los precios en el PVB continúen mostrando un *premium* sobre el nuevo PEG. Sin embargo, la flexibilidad en las instalaciones de GNL con la que cuenta España, así como el potencial de incrementar el abastecimiento al sur de Francia, podrían revertir en algunos momentos la separación de mercados entre PVB y PEG.

2.3. El mercado de gas natural en España

2.3.1. Primer trimestre de 2018

El primer trimestre del año comenzó con un mejor aprovisionamiento de gas en el sistema español que el de 2017 (70% almacenamientos subterráneos y 52% tanques GNL), lo que se trasladó a los precios, mostrándose notablemente inferiores (20-24€/MWh) a los vistos el año anterior (28-40€/MWh). No obstante, los constantes cambios en las temperaturas mostrados en el mes de enero, crearon una elevada volatilidad en el precio, el cual estuvo fuertemente influenciado por la evolución de la demanda convencional. Por su parte, la demanda para ciclos fue suave, debido a la mayor competitividad del carbón frente al gas en la generación eléctrica, dada la devaluación del euro frente al dólar (divisa en la que se cotiza el carbón) y el aumento de la probabilidad de recargas hacia Asia debido al precio del GNL asiático, por lo que existió un incentivo para no consumir dicho producto.

De hecho, a medida que avanzaba el trimestre, la elevada demanda de gas en los países asiáticos presionaba al alza el precio del mercado global del GNL (32€/MWh, valor máximo desde noviembre 2014), haciendo más atractivos estos destinos en detrimento de Europa y, más concretamente España, donde el desvío de barcos inicialmente previstos para el plan operacional, junto con el aumento de demanda convencional, hizo descender los niveles en los tanques de las plantas regasificadoras, debilitando el aprovisionamiento del sistema gasista español.

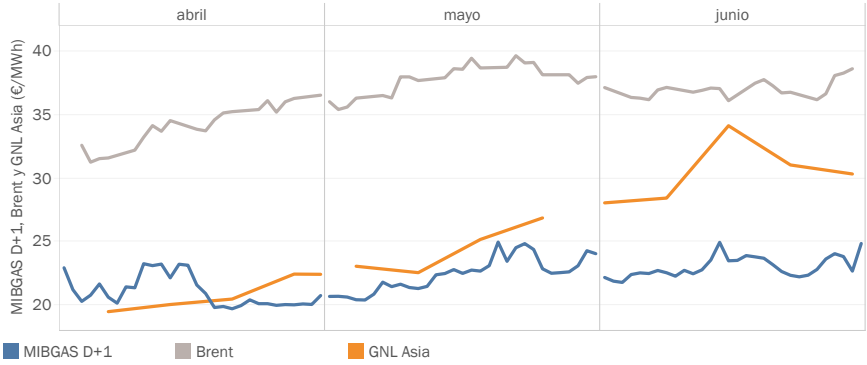
Esta situación fue especialmente notable a finales de febrero, cuando la llegada de la ola de frío denominada como la “Bestia del Este” al continente europeo, con temperaturas hasta 13 grados por debajo del valor típico, provocó incrementos exponenciales en el precio de los principales *hubs* de referencia, dejando a MIBGAS con el precio más bajo de todos ellos (33,94€/MWh, el día 1 de marzo) al no verse tan afectado por dicho descenso de temperaturas y haberse producido un aumento de la demanda eólica y de las reservas hidráulicas. Así, dado el atractivo

de los precios europeos, se registraron puntualmente exportaciones a Francia a través del VIP Pirineos. Todos estos factores impulsaron la liquidez de MIBGAS en el mes de marzo.

2.3.2. Segundo trimestre de 2018

El inicio del segundo trimestre estuvo condicionado por un descenso acusado en las temperaturas que mantuvo el precio de MIBGAS en los 20-23€/MWh con los que cerró el mes de marzo, registrando hasta 5€/MWh por encima de los valores del mes de abril de 2017. La concatenación de factores bajistas durante la segunda quincena de abril (elevada generación renovable, disminución de la demanda de gas por el ascenso de las temperaturas, mayor disponibilidad de GNL, etc.) redujo la presión en el mercado gasista español, a pesar de que la recuperación de la cotización del GNL, la cual se vio arrastrada por el ascenso del precio del petróleo (Gráfico 16) (en máximos desde el año 2014), lo que mantuvo los precios en valores superiores a 2017.

Gráfico 16: Evolución del precio del Brent, GNL asiático y MIBGAS D+1 durante el segundo trimestre



Fuente: MIBGAS, EIA, Thomson Reuters Eikon. Elaboración propia.

La escalada del precio del GNL se prolongó durante los meses de mayo y junio (registrando el valor máximo de los últimos cuatro años con más de 34€/MWh, el 15 de junio), consecuencia de la mayor cotización del crudo y la fuerte demanda asiática, provocando el alza de los precios en un sistema gasista español que, debido a su elevada dependencia de aprovisionamiento con GNL, se vio forzado a competir con los precios asiáticos para evitar las recargas hacia dichos destinos. Así, la cotización del producto MIBGAS D+1 se aproximó a los 25€/MWh durante las últimas jornadas del segundo trimestre, en torno a 8€/MWh más caro que en 2017.

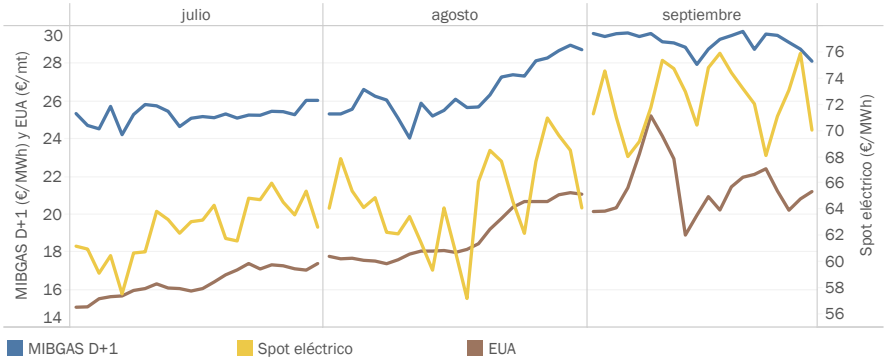
2.3.3. Tercer trimestre de 2018

El tercer trimestre comienza con un mes de julio caracterizado por un entorno de precios relativamente estable (Gráfico 17) entre los 25-26 €/MWh debido a la coexistencia de factores alcistas y bajistas.

Por un lado, el precio de los derechos de emisión de CO_2 superó los 17€/mt

(10€/mt por encima de la cotización al inicio de 2018) debido a la inminente entrada en vigor (enero 2019) del mecanismo de reserva de estabilidad del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE (RCDE UE). Este hecho desencadenó el alza en el mercado eléctrico español.

Gráfico 17: Evolución del precio del producto Diario D+1, del spot eléctrico español y de los derechos de emisión de CO_2 durante el tercer trimestre de 2018.



Fuente: MIBGAS, REE y SendeCO_2. Elaboración propia.

En cambio, las principales materias primas (Brent y carbón), así como el mercado global del GNL, disminuyeron notablemente su cotización, a pesar de registrar valores sensiblemente superiores a los registrados en 2017.

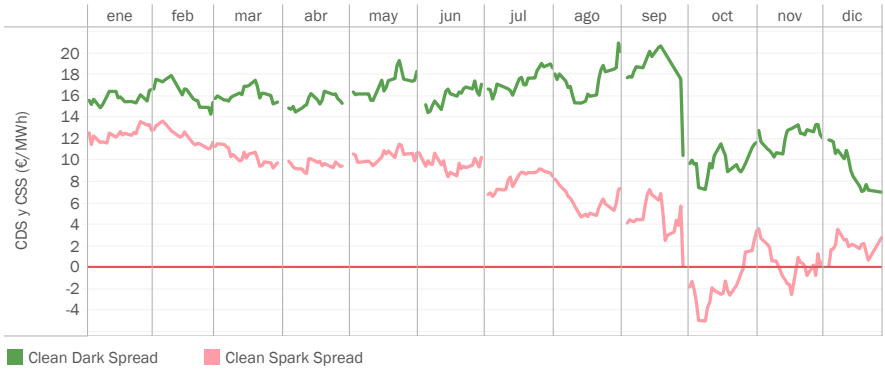
El precio durante la primera quincena de agosto continuó la misma tendencia con la que se acabó el mes de julio para, posteriormente, experimentar un acusado incremento empujado por un nuevo ascenso de las materias primas y GNL asiático, así como por el continuo aumento en el precio de los derechos de emisión, cuya elevada volatilidad durante el mes de septiembre (llegó a alcanzar los 25,24€/t, el día 10 de septiembre, récord histórico) impulsó el valor medio mensual del producto MIBGAS D+1 hasta los 29,13€/MWh, 11,4€/MWh mayor que en 2017.

2.3.4. Cuarto trimestre de 2018

El último trimestre del año describe un punto de inflexión con cotizaciones a la baja presionadas por los mismos fundamentales vistos en los meses anteriores, pero a la inversa: el precio del Brent se situó en valores mínimos anuales (26,79€/MWh, el 28 de diciembre) tras la incertidumbre arrojada por la OPEP respecto a su producción futura y al anuncio por parte de Catar de su inminente salida de la organización; el descenso en la cotización del GNL asiático (26,50€/MWh, el 7 de diciembre) reduciendo el *netback* en dicha región y favoreciendo la llegada de metaneros a Europa (el nivel medio de almacenamiento en tanques durante el mes de diciembre de 2018 ha sido de 68%, frente al 47% del año anterior); todo ello sumado a los menores precios en otros mercados energéticos (carbón, electricidad, CO_2, etc.).

El ya mencionado descenso en la valoración de las *commodities*, junto con el cambio de fiscalidad en España relativo a la eliminación del impuesto a la generación y del céntimo verde trajo consigo un acusado descenso del precio eléctrico, que se ha visto reflejado en la caída de la competitividad de la generación eléctrica mediante carbón y gas en la transición del tercer al cuarto trimestre, tal y como puede observarse en el *Clean Dark Spread* y el *Clean Spark Spread*[3] (Gráfico 18).

Gráfico 18: Evolución del Clean Dark Spread y el Clean Spark Spread (2018)



Fuente: OMIP, Thomson Reuters Eikon y SendeCO2. Elaboración propia.

Así, la tendencia bajista en los precios de los *hubs* europeos de este último periodo del año solo cambió en momentos puntuales debido a posibles shocks de demanda consecuencia de menores temperaturas en Europa, así como problemas de suministro, en mayor medida en las plantas de Noruega. Esto, sumado a una mayor cotización del carbón y de los derechos de emisión los últimos días del año, redujo de nuevo el margen de competitividad del carbón sobre el gas (Gráfico 18).

[3] Estos valores analizan el margen teórico de beneficios de generación para cada tecnología a partir de la diferencia entre las cotizaciones futuras de la electricidad y del combustible (carbón/gas), considerando un factor de rendimiento y el coste de los derechos de emisión.

3. El mercado organizado regulado

3.1 Evolución de la negociación

En este apartado se analiza la evolución de la liquidez y profundidad del Mercado Organizado de gas en la plataforma MIBGAS a partir del número de Agentes, los volúmenes negociados y el número de ofertas y de transacciones. Así mismo, se completa contextualizando los indicadores anteriores en el marco del *Gas Target Model* (GTM), de forma que se puede observar la mejora del funcionamiento del mercado a partir de las métricas definidas por ACER:

_ Profundidad del mercado.

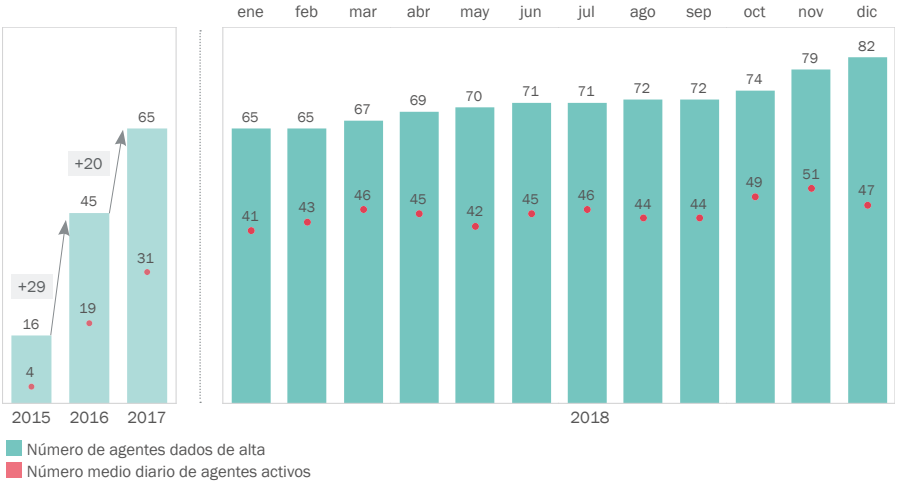
_ Sensibilidad del precio de las ofertas de compra y venta.

_ Número de transacciones.

_ Diferencia entre los precios de las ofertas de compra y venta (o *bid-ask spread*).

Los resultados obtenidos en dichas métricas permiten comparar la situación actual de MIBGAS con la de los principales *hubs* de gas europeos, observándose una notable mejora en la liquidez de la plataforma de negociación.

Gráfico 19: Evolución (anual y mensual) del número de Agentes dados de alta en MIBGAS y del número de Agentes activos en el mercado.



Nota: Para el cálculo del número medio diario de Agentes activos se han excluido los fines de semanas y los días festivos.

Fuente: MIBGAS.

3.1.1 Número de Agentes

El número de Agentes registrados en MIBGAS ha sido de 82 al finalizar el 2018. El Gráfico 19 muestra el notable incremento en el número de Agentes a cierre de año desde el comienzo de la negociación y su participación, así como la evolución mensual durante 2018.

En concreto, este año se han incorporado 17 nuevos participantes. Además, el número de Agentes activos en el mercado durante 2018 se ha movido en valores comprendidos entre 41 y 51, con media de 45 (un 45% más que en 2017, cuando fue de 31).

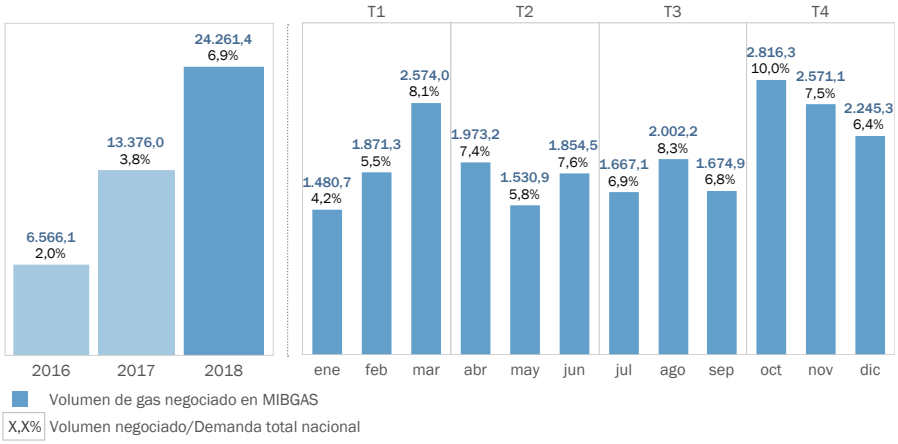
3.1.2 Volúmenes negociados

El incremento en el volumen negociado es un indicador directamente relacionado con el grado de desarrollo y madurez del Mercado Organizado de Gas. El notable crecimiento en 2018 denota la consolidación de MIBGAS, especialmente debida al despegue en liquidez del producto M+1.

Evolución del volumen total negociado en MIBGAS

En el siguiente gráfico puede observarse el incremento sostenido de volumen negociado, en términos absolutos, y su relación con la demanda nacional de gas natural. Este dato informa sobre el peso que va adquiriendo el mercado organizado y ofrece una aproximación de la tasa de rotación (*churn rate)*[4], como parámetro frecuentemente utilizado en la observación del desarrollo de los mercados.

Gráfico 20: Evolución (anual y mensual) del volumen de gas negociado en MIBGAS (GWh) y porcentaje de la demanda nacional de gas natural cubierto por MIBGAS.



Fuente: MIBGAS.

[4] La tasa de rotación o *churn rate* se define como el número de veces que cada molécula de gas cambia de titular en el Mercado Organizado de Gas hasta que se produce la entrega del gas objeto de los contratos. Dado que el tamaño del mercado gasista, medido en términos del consumo total, debería estar relacionado positivamente con el nivel de negociación, medido en términos de energía, suele utilizarse la tasa de rotación de la energía como un indicador complementario que permite valorar el nivel de liquidez de un mercado y compararlo con el de otros mercados con tamaños distintos.

Debe destacarse que en octubre de 2018 se produjo tanto el récord histórico de negociación mensual desde el inicio del mercado, con 2.816 GWh, como de cobertura de la demanda nacional, alcanzando el 10,0%. En cuanto a volumen, el segundo mes de máxima negociación fue marzo, con 2.574 GWh, mientras que agosto se situó como segundo mes con mayor cobertura de la demanda (8,3%).

Volumen negociado por producto

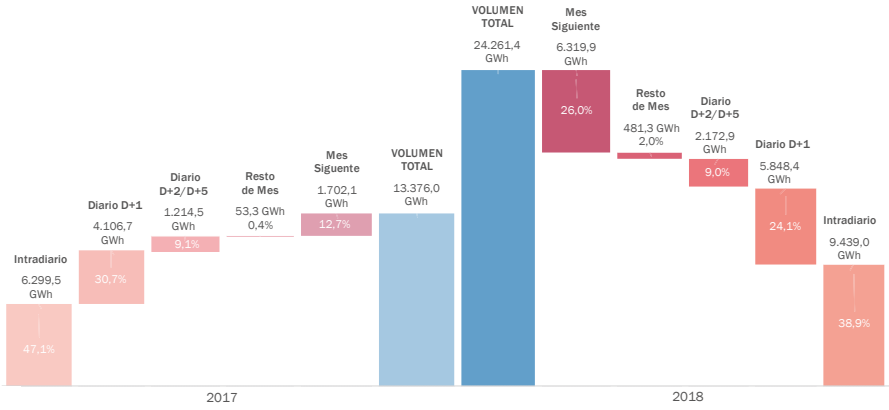
El incremento del volumen negociado durante 2018, respecto al año anterior, se ha reflejado también en el acumulado de todos los productos. Del mismo modo, aunque existiendo diferencias en la cuota que representa cada producto sobre el total, se sigue constantando el carácter *spot* y, por tanto, de mercado de balance de la plataforma MIBGAS, representando el 72% del volumen negociado en 2018 (Gráfico 21).

Así, se observa que el producto más utilizado por los Agentes sigue siendo el Intradiario (9.439,0 GWh), aunque ha perdido peso en el conjunto, pasando del 47,1% en 2017 al 38,9% este año. El segundo producto más negociado en 2018 ha sido el Mes Siguiente (6.319,9 GWh, 26,0%), que ha desplazado al producto Diario D+1 a la tercera posición (5.848,4 GWh, 24,1%). El despegue de la liquidez de este producto es uno de los hechos más notables en 2018 en MIBGAS. El producto Resto de Mes ha registrado un crecimiento del 803,0%, alcanzando un volumen de 481,3 GWh (2,0% respecto al total). Los productos Diarios D+2/D+5 han aumentado ligeramente el volumen negociado, manteniendo una cuota similar a 2017.

Volumen negociado por tipo

En 2018 han continuado presentes algunas de las medidas de liquidez

Gráfico 21: Variación del volumen acumulado anual negociado en MIBGAS, desagregado por productos (2017 - 2018).

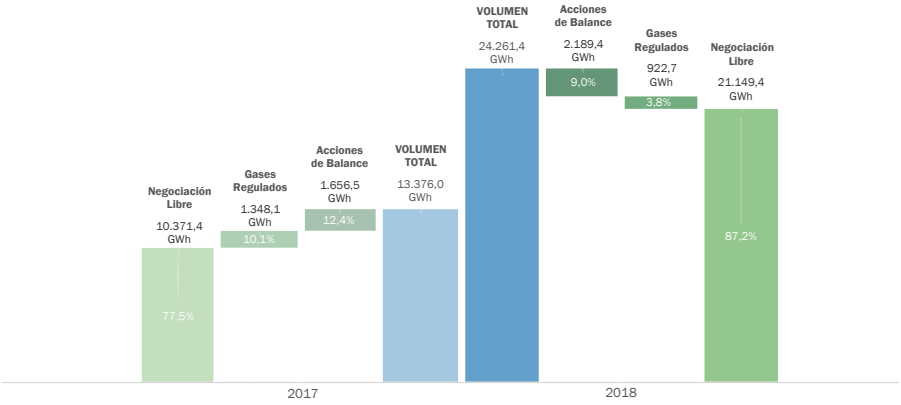


Fuente: MIBGAS.

instauradas para fomentar el crecimiento de la plataforma, si bien en 2018 no se ha negociado ni gas talón ni gas colchón. En el Gráfico 22 se representan los volúmenes que han supuesto las acciones de balance y la compra de gases regulados (gas de operación, talón y colchón) sobre el volumen total anual negociado, constatando, al igual que el año pasado, que el mercado cada vez muestra una mayor independencia de dichas medidas. La negociación libre representa el 87,2% del volumen total, mayor que en 2017 (77,5%), adquiriendo la cuota que, sobre el total, ha perdido el gas operación (3,8% frente al 10,1% que representaban los gases regulados el año anterior), mientras que las acciones de balance han representado un 9,0% (valor ligeramente inferior al del pasado año).

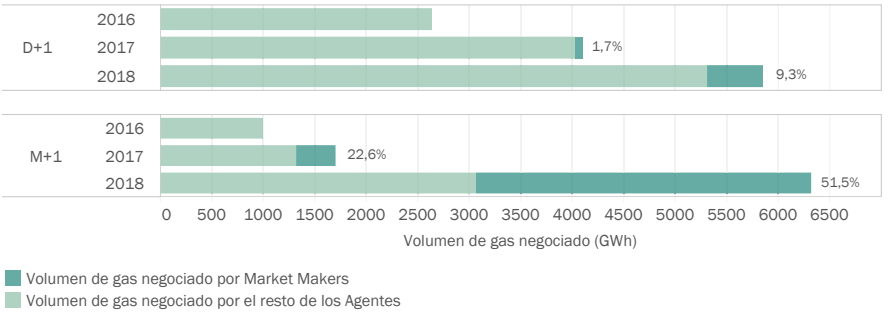
Por su parte, la introducción de los creadores de mercado en 2017 supuso un impulso en la liquidez de aquellos productos en los que participaban: Gunvor International B. V. actuó en los productos Diario D+1 y Mes Siguiente durante el primer semestre, mientras que Axpo Iberia SLU fue creador de mercado únicamente en el producto Mes Siguiente en el segundo semestre. Durante dicho año se pudo observar una mejora en la liquidez de ambos productos, representando el 1,7% del volumen total negociado en el producto Diario D+1 y el 22,6% en el Mes Siguiente (Gráfico 23).

Gráfico 22: Variación del volumen acumulado anual negociado en MIBGAS, desagregado por tipo de negociación (2017 - 2018).



Fuente: MIBGAS.

Gráfico 23: Evolución del volumen total anual negociado en MIBGAS por los market makers y por el resto de los Agentes del mercado (GWh).



Fuente: MIBGAS.

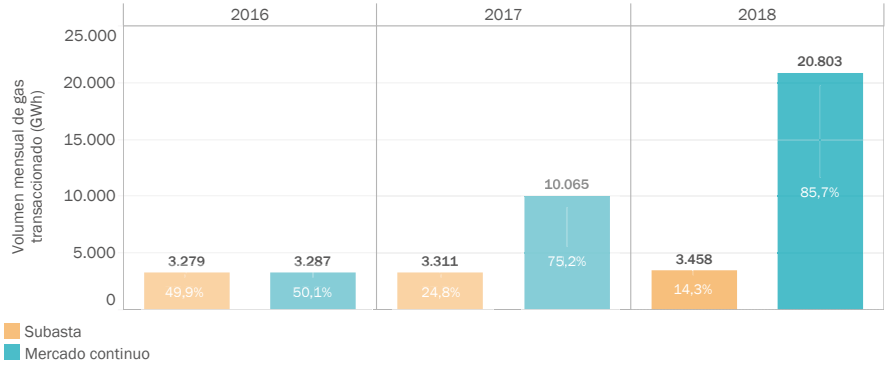
Como medida adicional de fomento de la liquidez, mediante la Resolución de 11 de diciembre de 2017, de la Secretaría de Estado de Energía, se establece la obligación de actuar como creadores de mercado obligatorio a los operadores dominantes del mercado de gas natural (Gas Natural Fenosa y Endesa), a partir de enero de 2018, en los productos Diario D+1 y Mes Siguiente. Su participación, junto con la de los *market makers* voluntarios (Engie España, S. L. durante el primer semestre, que continuó junto a Axpo Iberia SLU durante el segundo semestre) en el producto Mes Siguiente, ha supuesto un aumento muy notable en la liquidez de MIBGAS. Esta mejora es especialmente representativa en el producto M+1, representando un 51,5% del volumen total anual negociado en dicho producto, que ha contado con cuatro creadores de mercado durante el segundo semestre del año.

Volumen negociado desagregado en subasta y mercado continuo

El mecanismo de negociación de MIBGAS mantiene para cada producto una subasta de apertura antes de la negociación en mercado continuo, con el objetivo de concentrar la liquidez en la apertura y disponer lo antes posible de una señal de precio.

Se observa cómo el volumen anual negociado en subasta se ha mantenido aproximadamente en el mismo valor desde 2016, aunque cada año ha ido suponiendo un porcentaje inferior sobre el total negociado, dado el notable crecimiento interanual que ha sufrido la negociación en el mercado continuo, alcanzando los 20.803 GWh en 2018 (85,7% del total negociado). El incremento de la liquidez en el mercado continuo refleja la creciente confianza de los Agentes en la plataforma MIBGAS para

Gráfico 24: Evolución del volumen anual de gas negociado en MIBGAS desagregado por tipo de negociación: subasta y mercado continuo (2016 - 2018).



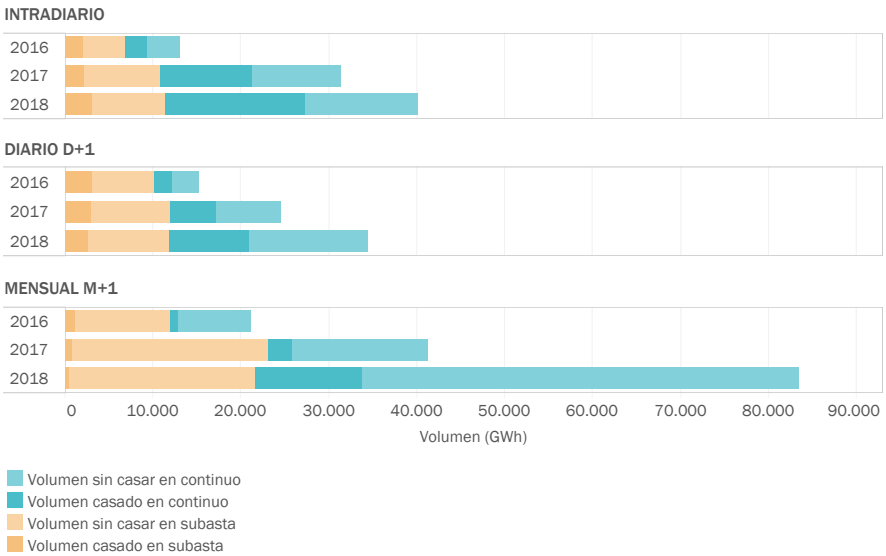
Fuente: MIBGAS.

gestionar y optimizar sus carteras. Por su parte, la solidez que muestra la subasta consolida su papel como mecanismo de fijación del precio de apertura para las sesiones del mercado continuo.

Analizando el volumen por productos (casado y sin casar), se pueden destacar ciertas diferencias respecto a los años anteriores que reflejan la evolución que ha tenido el mercado desde sus inicios (Gráfico 25).

En 2018, se aprecia que la casación en subasta ha sido superior que los años anteriores en el producto Intradiario. Así, en el mercado continuo se ha mostrado un notable crecimiento en el volumen ofertado y casado tanto en 2017 como en 2018, lo que demuestra el incremento de liquidez de este producto y su uso para el ajuste de las carteras de los Agentes en el muy corto plazo.

Gráfico 25: Volumen ofertado (casado y sin casar) en subasta y mercado continuo de los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y Mes Siguiente.



Nota: El volumen sin casar se corresponde con el volumen ofertado tanto en el lado de la compra, como en el de la venta. Por ello, para mantener la coherencia, el volumen casado contabiliza las transacciones en ambos lados (compra y venta), siendo, en puridad, el doble del realmente negociado.

Fuente: MIBGAS.

Por su parte, en el caso del volumen casado en subasta del producto Diario D+1, se ha registrado un descenso en el año 2018 respecto a los anteriores. Sin embargo, en el caso del mercado continuo, ha sido mayor este último año que en los pasados, habiendo aumentando también el volumen ofertado.

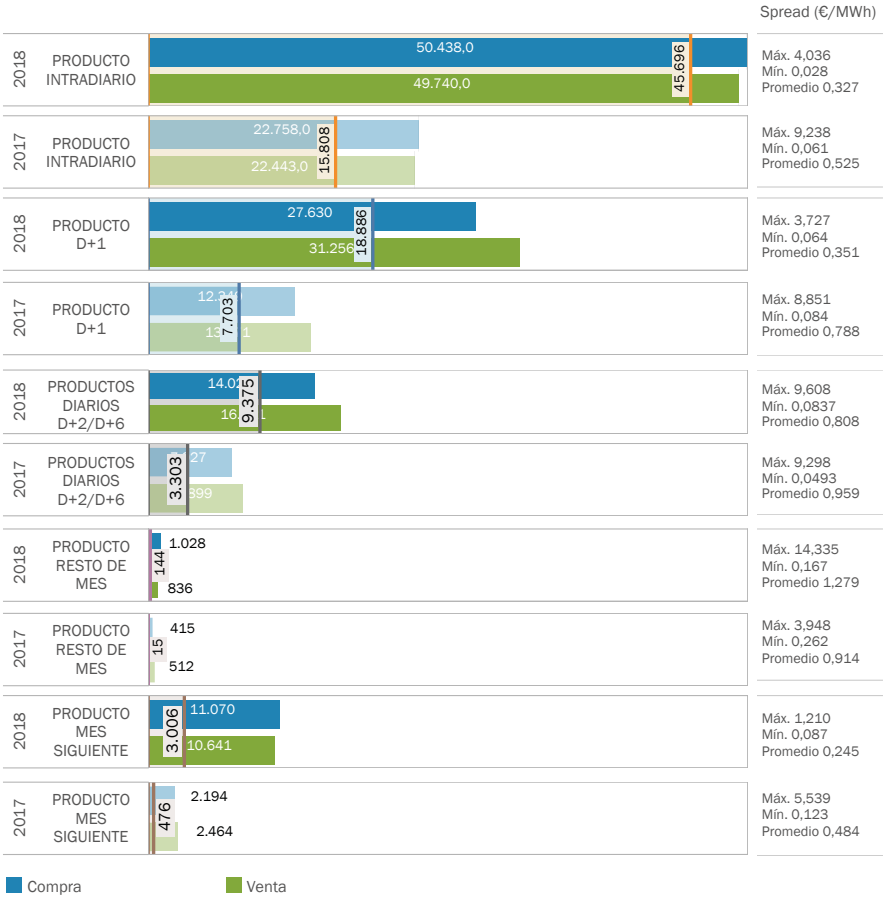
Finalmente, es interesante analizar la evolución del producto Mes Siguiente en 2018 respecto a 2017, ya que se observa un volumen ofertado y casado menor en el caso de la subasta, pero muy superior en el mercado continuo.

3.1.3 Ofertas registradas y transacciones ejecutadas

En el Gráfico 26 se observa el número de ofertas de compra y de venta, así como el número de transacciones registradas y el *spread* máximo, mínimo y promedio por producto.

Respecto al número de ofertas de compra y venta, destaca el incremento considerable en la plataforma MIBGAS durante 2018 respecto al año anterior en todos los productos, así como el predominio de las ofertas de compra en los productos Intradiario, Resto de Mes y Mes Siguiente, y de las de venta en los productos Diario D+1 y D+2/D+6. También se puede observar el crecimiento interanual en el número de transacciones realizadas en todos los productos, señal directa de la mejora de la liquidez.

Gráfico 26: Número de ofertas de compra y de venta, número de transacciones registradas y spread máximo, mínimo y promedio por tipo de producto (2017 – 2018).



Fuente: MIBGAS.

Así mismo, se presentan los datos de *spread* entre las ofertas de compra y de venta, pudiéndose apreciar una clara reducción de su valor promedio en todos los productos, a excepción del Resto de Mes. Este hecho aumenta la probabilidad de casación y, por tanto, es un indicio de la mayor liquidez del mercado.

3.2 Monitorización de la liquidez

3.2.1 Introducción

Las métricas definidas por ACER, en el *Gas Target Model* (GTM) permiten valorar si un mercado satisface las necesidades y expectativas de los participantes en el mismo y comparar su evolución respecto a otros *hubs* europeos de referencia.

Tabla 2: Valores umbrales de las métricas definidas en el Gas Target Model relativas al atractivo de un mercado para los Agentes que participan en el mismo.

		VALORES UMBRALES PRODUCTOS *SPOT*	VALORES UMBRALES PRODUCTOS *PROMPT*
MÉTRICA 1	Profundidad de las ofertas de compra (M1C) o venta (M1V)	≥ 2.000 MW en cada lado del mercado (oferta y demanda)	≥ 470 en cada lado del mercado (oferta y demanda)
MÉTRICA 2	Diferencia de precio entre las ofertas de compra y venta (M2)	≤ 0,4 % de la oferta de compra *(bid)* más alta	≤ 0,2 % de la oferta de compra *(bid)* más alta
MÉTRICA 3	Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra (M3C) y venta (M3V)	≤ 0,02 % de la distancia entre el precio medio para 120 MW en cada lado del mercado y la mejor oferta de compra/venta	≤ 0,01 % de la distancia entre el precio medio para 120 MW en cada lado del mercado y la mejor oferta de compra/venta
MÉTRICA 4	Número de transacciones diarias (M4)	≥ 420 transacciones diarias	≥ 160 transacciones diarias

Fuente: ACER (2015). Elaboración propia.

Si bien hay que tener en cuenta que el GTM agruparía todas las transacciones realizadas en todas las plataformas que sean consideradas transparentes, en nuestro análisis consideraremos únicamente los datos relativos a MIBGAS.

3.2.2 Profundidad de las ofertas de compra o venta

La profundidad de las ofertas de compra y de venta permite evaluar hasta qué punto los Agentes del mercado pueden adquirir y/o desprenderse del gas cuando lo necesiten e implementar diferentes estrategias (ajustes a corto

plazo, coberturas de riesgos) de manera eficiente. Este parámetro se mide como el volumen disponible en cada lado del mercado en un momento dado, de forma que una mayor profundidad se traduce en un incremento de la probabilidad de negociación, y que el impacto de una transacción determinada sobre el precio del mercado sea también bajo.

En la Tabla 3 se muestran los resultados de esta métrica en 2018 para los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS Mes Siguiente, por ser los más representativos del mercado, comparándolos con los obtenidos en los años anteriores.

Tabla 3: Profundidad de las ofertas de compra y venta correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016 - 2018).

	2016		2017		2018	
PRODUCTO	Profundidad de las ofertas de compra (MWh)	Profundidad de las ofertas de venta (MWh)	Profundidad de las ofertas de compra (MWh)	Profundidad de las ofertas de venta (MWh)	Profundidad de las ofertas de compra (MWh)	Profundidad de las ofertas de venta (MWh)
MIBGAS Intradiario	83,0	97,0	125,0	137,0	106,0	119,0
MIBGAS D+1	44,0	94,0	108,0	125,0	113,0	121,0
MIBGAS M+1	5,0	0,0	10,5	17,0	23,0	23,0

Fuente: MIBGAS.
Nota: Para el cálculo anual de la métrica se ha realizado la mediana anual de los valores diarios.

En el producto MIBGAS Intradiario se observa una reducción en la profundidad de las ofertas, tanto de compra como de venta, respecto a 2017. No obstante, el valor en ambos casos es notablemente superior al de 2016. La misma situación se da en la profundidad en las ofertas de venta del producto MIBGAS D+1, mientras que en el caso de las de compra continúa mejorando. Por su parte, en el caso del producto MIBGAS M+1 ha mejorado notablemente (en compra y en venta).

3.2.3 Diferencia de precio entre las ofertas de compra y venta

La diferencia de precio entre las ofertas de compra y de venta mide la eficiencia del mercado, de forma que un menor *spread* entre ambas supone una mayor facilidad de casación y, por consiguiente, una mayor probabilidad de que aumente el número de transacciones en el mercado y por tanto la liquidez del mismo. Así, para un determinado producto, un valor bajo de esta métrica resulta en unos menores costes de transacción, especialmente en el caso de grandes volúmenes, reduciendo las barreras de entrada a aquellos Agentes que disponen de menos flexibilidad para competir en el mercado (nuevos entrantes y pequeños comercializadores).

En la Tabla 4 se muestran los resultados obtenidos en dicha métrica para los años 2016 – 2018 en los tres productos más utilizados por los participantes del mercado.

Tabla 4: Diferencia de precio (spread) entre las ofertas de compra y venta correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016 - 2018).

	2016	2017	2018
PRODUCTO	Diferencia de precio entre ofertas de compra y de venta (%)	Diferencia de precio entre ofertas de compra y de venta (%)	Diferencia de precio entre ofertas de compra y de venta (%)
MIBGAS Intradiario	2,8%	2,3%	1,3%
MIBGAS D+1	3,7%	3,4%	1,4%
MIBGAS M+1	4,1%	3,4%	1,1%

Fuente: MIBGAS.
Nota: Para el cálculo anual de la métrica se ha realizado la media anual de los valores diarios.

En esta métrica se observa una mejora progresiva en los productos estudiados, especialmente en el producto MIBGAS M+1, que ha mejorado notablemente su liquidez, pasando de ser el que peores resultados mostraba en 2016 a ser el que mejor se posiciona en 2018.

3.2.4 Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra y venta

La sensibilidad en el precio de las ofertas de compra y de venta se define como la diferencia entre el precio medio de las ofertas de compra (o de venta) para un determinado volumen (120 MW) y el precio más alto de compra (o el más bajo de venta) disponible en el mercado. Así, se trata de un indicador del grado

de dificultad de casación de las órdenes registradas en la plataforma y, de este modo, del nivel de liquidez del mercado.

Una menor sensibilidad se traduce en menores costes adicionales al comprar/vender grandes volúmenes de gas y, al igual que en la métrica anterior, facilita la entrada al mercado a aquellos Agentes que disponen de menos flexibilidad para competir.

La Tabla 5 presenta los resultados obtenidos en esta métrica en el segundo y tercer año de negociación de MIBGAS, de forma que puede observarse su evolución.

Tabla 5: Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra y venta correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016 - 2018).

	2016		2017		2018	
PRODUCTO	Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra (%)	Sensibilidad en el precio de las ofertas de venta (%)	Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra (%)	Sensibilidad en el precio de las ofertas de venta (%)	Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra (%)	Sensibilidad en el precio de las ofertas de venta (%)
MIBGAS Intradiario	0,8%	1,0%	1,1%	1,0%	1,2%	1,2%
MIBGAS D+1	0,8%	1,3%	1,2%	1,0%	1,1%	1,0%
MIBGAS M+1	2,3%	1,3%	-	1,2%	1,4%	2,2%

Fuente: MIBGAS.
Nota: Para el cálculo anual de la métrica se ha realizado la media anual de los valores diarios.

La sensibilidad en el producto Intradiario ha aumentado ligeramente frente a 2017, mientras que en el producto MIBGAS D+1 se ha mantenido en el lado de las ofertas de venta y se ha reducido levemente en lado de la compra. Sin embargo, en el caso del producto MIBGAS M+1, ha aumentado el valor de la sensibilidad de las ofertas de venta respecto a los años anteriores, mientras que el de las ofertas de compra (valor que no pudo obtenerse en 2017) es inferior al de 2016.

3.2.5 Número de transacciones diarias

Un número razonable de transacciones ofrece garantías a los participantes del mercado de que la señal de precio es transparente y representativa del valor de la energía para cada producto negociado, siendo un indicador directo de la liquidez.

Así, los resultados mostrados en la Tabla 6 indican que la métrica ha mejorado notablemente en todos los productos analizados. Aun así, los valores registrados en MIBGAS están muy por debajo de los valores mínimos especificados por el GTM para los productos D+1 y M+1 (420 y 160 transacciones por día, respectivamente).

Tabla 6: Número de transacciones diarias correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016 – 2018).

	2016	2017	2018
PRODUCTO	Número de transacciones diarias	Número de transacciones diarias	Número de transacciones diarias
MIBGAS Intradiario	9,0	37,0	100,0
MIBGAS D+1	9,0	17,0	41,0
MIBGAS M+1	0,0	0,0	7,0

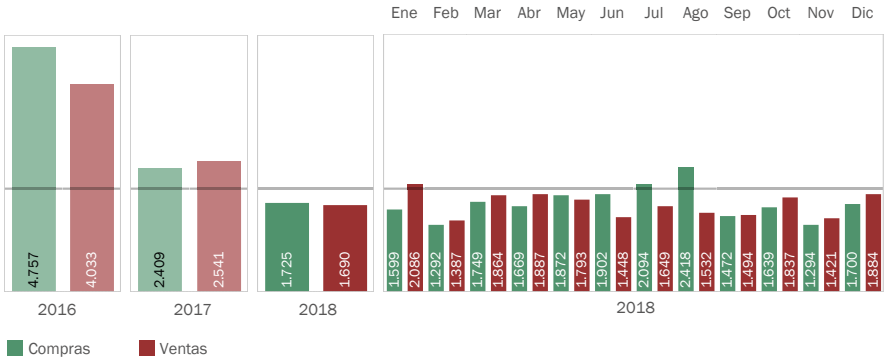
Fuente: MIBGAS.
Nota: los valores mostrados en la Tabla 6 se corresponden con la mediana del número de transacciones diarias; por lo tanto; el valor 0 correspondiente al número de transacciones del producto MIBGAS M+1 es indicativo de que más de la mitad de los días de mercado no se han registrado transacciones para dicho producto.

3.2.6 Concentración de Mercado

El Índice de Herfindahl-Hirschman[5] (HHI) es utilizado habitualmente para informar sobre la concentración en un mercado, y por tanto del grado de competencia. Para el caso de MIBGAS, se ha calculado tanto por el lado de la oferta, como por el lado de la demanda, a partir de las cuotas de negociación de los Agentes (Gráfico 27).

[5] Se calcula como la suma de los cuadrados de las cuotas de mercado de cada uno de los participantes. Cuanto mayor sea el valor de dicho índice, mayor será la concentración de mercado (un valor de 10.000 indica competencia nula, y un valor tendente a cero, competencia perfecta).

Gráfico 27: Media anual (2016 – 2018) y mensual (2018) del índice HHI diario diferenciando entre transacciones de compra y de venta en MIBGAS.



Fuente: MIBGAS.

Nota: Se han excluido los fines de semana. La línea horizontal indica el valor umbral establecido por el GTM (2.000).

La notable reducción del valor índice HHI interanualmente desde el inicio de mercado es un reflejo de la mejora en la liquidez de MIBGAS, paralela al aumento en la competencia. En concreto, se observa que en 2018 el valor se encuentra por debajo del umbral establecido por el GTM (2.000), indicando una aceptable concentración de mercado y, por tanto, de competitividad.

Los tres Agentes con mayor cuota de compras suman el 34,8% (contando el primero con el 19,5% sobre el total), mientras que los tres líderes en las ventas representan de 24,3% (el mayor un 8,7%). Agrupando compras y ventas, los tres Agentes con mayor cuota de mercado cuentan con el 27,3% del total, siendo el 12,0% atribuido al Agente con mayor participación.

3.3 Evolución de los precios

A diferencia del año 2017, donde los precios de todos los productos registraron una clara tendencia estacional (meses de invierno con cotizaciones claramente superiores a los del verano de gas), el año 2018 experimentó un patrón de precio totalmente distinto, con cotizaciones más bajas en los meses invernales (notablemente durante el primer trimestre) que en el verano. Así, durante el segundo y tercer trimestre, los precios experimentaron una constante escalada motivados por la alta cotización del Brent, carbón, derechos de emisión de CO_2 y *spot* eléctrico, los cuales se acentuaron en septiembre y la primera mitad de octubre. Durante el último trimestre, la relajación de los anteriores fundamentales hizo que los precios finalizaran el año a la baja.

Tabla 7. Valor medio ponderado de cada producto negociado en MIBGAS (2017 - 2018).

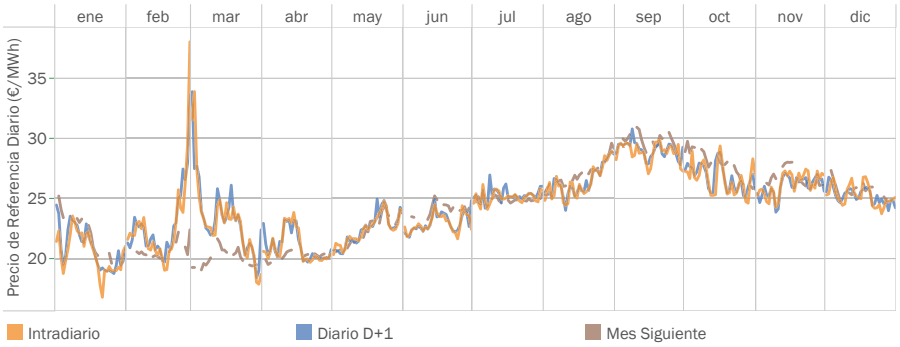
		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
2017	MIBGAS Intradiario	36,45	21,28	16,79	17,92	18,00	17,59	16,83	16,67	17,63	21,11	24,04	25,91
	MIBGAS D+1	37,01	21,75	16,80	18,02	18,04	17,65	16,92	16,63	17,73	21,21	24,05	26,16
	MIBGAS D+2/D+6	33,78	21,60	16,34	17,61	17,68	17,44	16,69	16,49	17,56	21,06	23,82	25,63
	MIBGAS Resto de Mes		28,00	17,50	17,88	17,70	18,30		16,25	17,97	19,30		25,70
	MIBGAS Mes Siguiente	29,11	20,57	17,17	17,88	17,88	17,59	17,19	17,68	18,82	23,10	24,71	27,00
2018	MIBGAS Intradiario	20,49	22,82	23,20	21,00	22,45	22,96	25,15	26,40	28,92	26,70	26,26	25,59
	MIBGAS D+1	20,94	22,93	23,41	21,10	22,47	23,04	25,35	26,47	29,13	26,81	26,05	25,29
	MIBGAS D+2/D+6	20,62	21,87	22,57	20,69	22,41	22,95	25,00	26,62	28,95	26,47	25,62	25,01
	MIBGAS Resto de Mes	23,27	21,43	22,57	20,31	20,80	22,65		25,74	29,10	27,61	26,58	25,36
	MIBGAS Mes Siguiente	21,96	20,72	20,08	20,28	22,49	24,12	24,95	27,17	29,85	27,88	26,79	25,67

Fuente: MIBGAS.

Enero y septiembre han sido los meses que han destacado en el año 2018 con los precios mínimos y máximos en promedio. El producto MIBGAS D+1 en enero, el mes con menor cotización promedio del año, fue en torno a 16€/MWh más barato que en 2017.

En el Gráfico 10 se observa la evolución de los productos más líquidos de MIBGAS (Intradiario, D+1 y M+1), pudiéndose apreciar la elevada correlación entre ellos durante todo el año 2018. El producto MIBGAS M+1 evoluciona con menor volatilidad y reacciona más suavemente a los shocks típicos del invierno gasista (como se aprecia a finales de febrero y principios de marzo en el Gráfico 28), alejándose puntualmente de los productos diarios, aunque, sin embargo, correlaciona prácticamente al detalle con el resto de productos durante el resto del año.

Gráfico 28. Evolución del precio de cada producto negociado en MIBGAS en 2018.

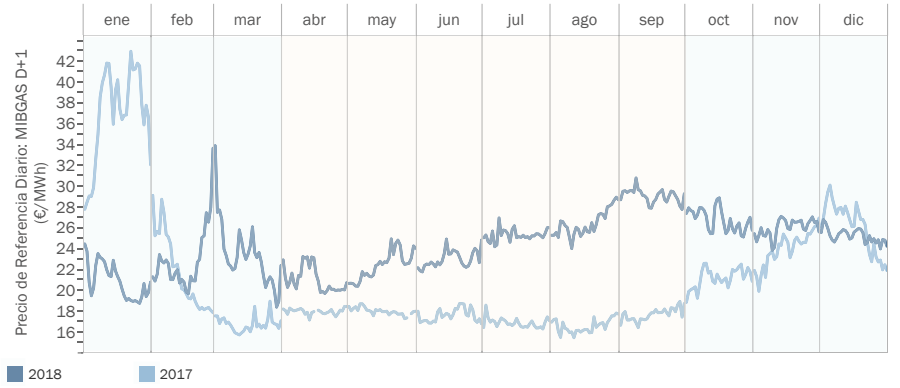


Fuente: MIBGAS.

3.3.1 Evolución del precio MIBGAS D+1

El producto *spot* más representativo entre los negociados, el MIBGAS D+1, ha mostrado en 2018 un precio promedio claramente superior (24,42€/MWh) al visto en 2017 (20,91€/MWh) (Gráfico 29) y un comportamiento notablemente distinto al que tuvo en 2017, que responde a un patrón más típico en cuanto a la evolución anual, con marcado carácter estacional. Las circunstancias especiales de 2018, abordadas en capítulos previos, explican este comportamiento diferencial.

Gráfico 29. Evolución del Precio de Referencia Diario del producto MIBGAS D+1 (2017 - 2018).



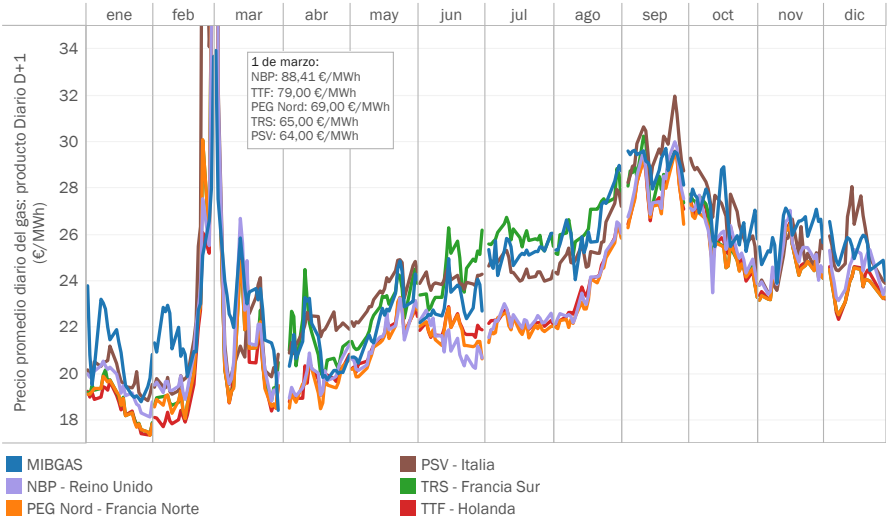
Fuente: MIBGAS.

3.3.2. Evolución de los precios *spot* del gas natural en Europa

A nivel comparativo, los principales *hubs* del Noroeste de Europa (TTF, NBP y PEG Nord) han mantenido una elevada convergencia a lo largo del año (Gráfico 30), salvo puntuales excepciones, comportándose como una única región de mercado caracterizada por un elevado grado de integración, y marcando un precio medio en torno a los 23€/MWh. De forma análoga, y debido a la similitud en el aprovisionamiento de gas, los mercados del Sur (MIBGAS y TRS, y PSV por otro lado) conformaron zonas diferenciadas de mercado, situándose en torno a los 24 – 24,6€/MWh de media, y marcando un *spread* promedio con los mercados del Noroeste de entre 1 y 2€/MWh.

Cabe destacar que, el pasado mes de noviembre, los mercados gasistas de Francia (TRS y PEG Nord) se fusionaron en una única zona de mercado, denominada PEG, con una única señal de precios, aumentando aún más la integración del mercado francés con el resto de *hubs* en Europa.

Gráfico 30. Evolución del precio promedio ponderado, por día de negociación, del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los principales hubs europeos (2018)



Fuente: MIBGAS, ICE, GME y Powernext. Elaboración propia.

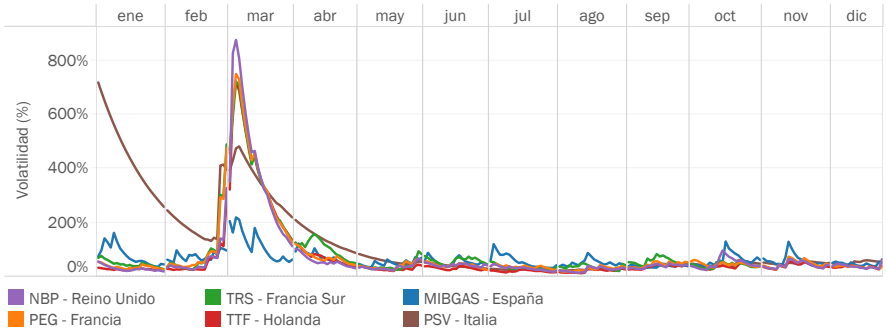
Nota: no se han considerado los fines de semana

3.3.3 Evolución de la volatilidad de los precios *spot* del gas natural en Europa

En 2018, los mercados de gas natural europeos registraron valores medios anualizados de volatilidad situados entre el 63% y el 112%[6] para sus productos diarios (D+1), destacando MIBGAS como el mercado menos volátil en 2018, con un 63% anualizado.

Durante las primeras semanas de febrero, la llegada de una importante ola de frío polar ("Bestia del Este"), sumado a problemas en distintas instalaciones gasistas de Europa (South Hook y Rough en Reino Unido y Kollsnes y Visund en Noruega), indujo grandes niveles de volatilidad en la mayoría de *hubs* de referencia europeos situándose por encima incluso de los 800% (Gráfico 31). En cambio, MIBGAS mantuvo su volatilidad en torno al 150% gracias al buen nivel de su aprovisionamiento, a los fundamentales bajistas del sistema ibérico (demanda de gas moderada, elevada eolicidad, mejora en la capacidad hidráulica, etc.) y a la limitada interconexión con los países del noroeste de Europa.

Gráfico 31. Evolución de la volatilidad de los precios del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los principales hubs europeos (2018)

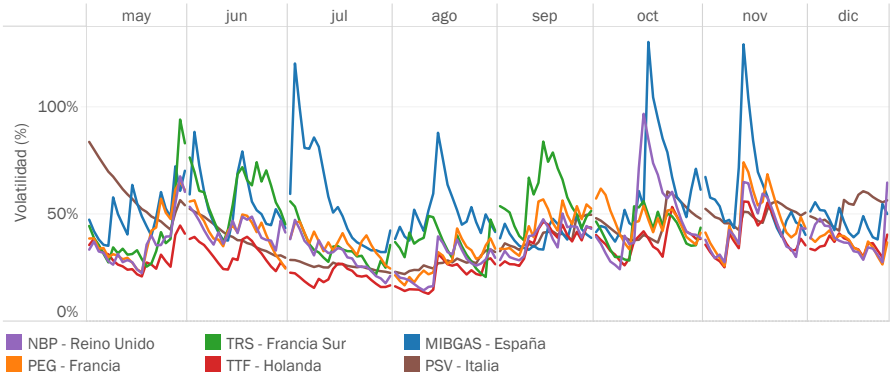


Fuente: MIBGAS, ICE, GME y Powernext. Elaboración propia.
Nota: la volatilidad se ha calculado a partir del método de Garch, excluyendo fines de semana.

Al comienzo del segundo trimestre (Gráfico 32), la fluctuación de los precios disminuyó con la ausencia de grandes shocks en la oferta o demanda indujo que la volatilidad de los mercados europeos volviera a valores más normales, situándose en la franja del 40 al 60% a finales del mes de abril. A partir del mes de mayo, el incremento sostenido en el precio durante los meses de verano

[6] Volatilidad anualizada de los mercados gasistas europeos en 2018 para el producto D+1: NBP: 88%; PEG Nord: 78%; PSV: 112%; TRS: 87%; TTF: 78%.

Gráfico 32: Evolución de la volatilidad de los precios del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los principales hubs europeos (abril - diciembre 2018).



Fuente: MIBGAS, ICE, GME y Powernext. Elaboración propia.

Nota: la volatilidad se ha calculado a partir del método de Garch, excluyendo fines de semana.

(hasta finales de septiembre) provocó un descenso considerable en la volatilidad de todos los mercados gasistas europeos. En estos meses, MIBGAS destaca como el mercado más volátil a nivel europeo, influenciado notablemente por las fluctuaciones en la cotización del mercado de GNL que, debido a las características del aprovisionamiento del mercado gasista español, afecta en mayor medida al precio de MIBGAS.

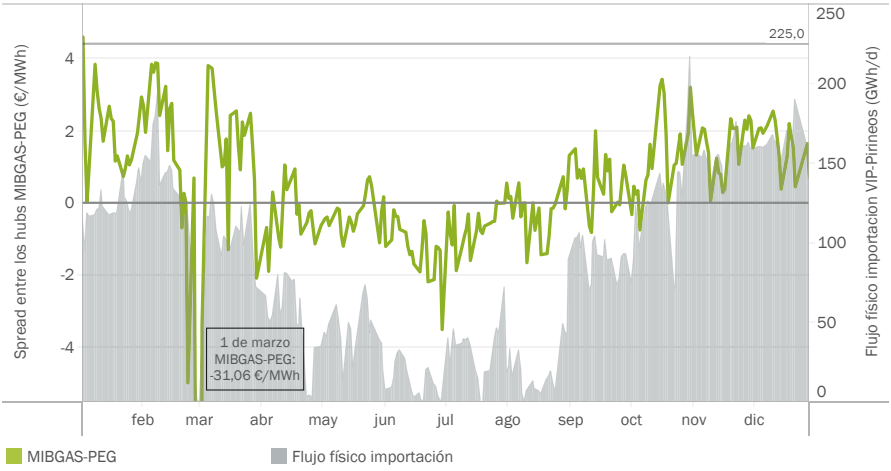
3.3.4 Nivel de integración de MIBGAS con el resto de mercados *spot* de Europa

En el Gráfico 33 se muestran los flujos de importación de gas en la interconexión VIP Pirineos y el *spread* entre ambas zonas de mercado (MIBGAS-PEG[7]).

Observando la evolución anual, el *spread* MIBGAS-PEG es mayor en los meses relativos al invierno de gas, situando los flujos de importación de gas natural por encima de los 100 GWh/d, salvo momentos puntuales. En cambio, durante los meses estivales, el precio en MIBGAS fue menor que en su homologo del sur de Francia, lo que hizo que los flujos de importación descendieran por debajo de los 50 GWh/d. Cabe destacar que durante la crisis europea ocasionada por la "Bestia del Este", MIBGAS se desmarcó como el mercado europeo más barato, cotizando hasta 31 €/MWh (Gráfico 33) menos que el PEG, lo que llevó a revertir el flujo puntualmente entre las dos zonas.

[7] Se ha considerado el *spread* MIBGAS-TRS hasta el 1 de noviembre, fecha a partir de la cual Francia cuenta con una única zona de negociación con un punto de virtual de balance denominada PEG.

Gráfico 33: Evolución del flujo físico de importación VIP Pirineos y spread MIBGAS – PEG para el producto Diario D+1 (2018).



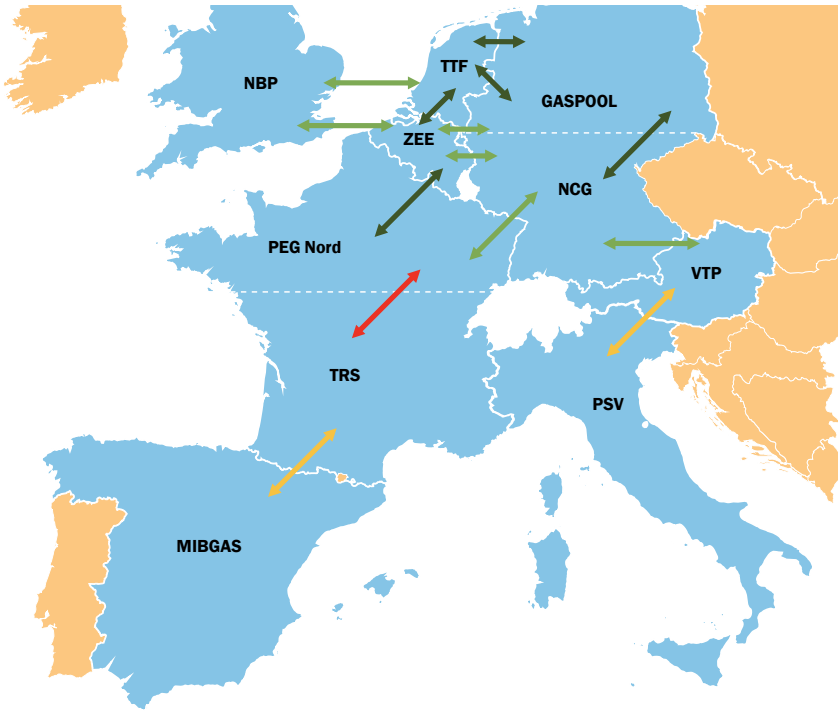
Fuente: Enagás, Powernext y MIBGAS. Elaboración propia.

Nota: se han excluido los fines de semanas y los días festivos.

Así, como se muestra en la Figura 1, el *spread* entre MIBGAS y TRS/PEG fue menor a 2€/MWh durante, al menos, tres cuartas partes del año, lo que supone una mayor integración de precio con los mercados europeos que en años anteriores.

Los mercados gasistas del noroeste de Europa siguen conformando una zona de mercado muy integrada con diferencias de precios mínimos entre ellos. Sin embargo, los *hubs* del sur de Europa (España, TRS y PSV) aún quedan distanciados del resto, a la espera de ver cómo la unificación de los mercados franceses pueda influenciar en la dinámica de precios europea.

Figura 1. Valores medios del spread correspondiente al producto Diario D+1 entre mercados europeos adyacentes durante, al menos, el 75% de los días de mercado (2018).



Fuente: MIBGAS, ICE, GME y Powernext. Elaboración propia.
Nota: no se han considerado los fines de semana

- Al menos el 75% de los días con *spread* ≤ 0,5 €/MWh
- Al menos el 75% de los días con *spread* ≤ 1 €/MWh
- Al menos el 75% de los días con *spread* ≤ 1,5 €/MWh
- Al menos el 75% de los días con *spread* ≤ 2 €/MWh
- Al menos el 25% de los días con *spread* > 2 €/MWh

Nota: El *spread* calculado entre el PEG Nord y el TRS sólo considera los precios hasta el 30 de octubre de 2018.

4. MIBGAS Derivatives

4.1. Nacimiento de MIBGAS Derivatives

4.1.1. Desarrollo regulatorio

El Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el Mercado Organizado de Gas y el acceso de terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, dispone en su artículo 14 que:

"...previa habilitación por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo, se podrán negociar los siguientes productos relativos a la cadena de suministro de gas:

b) Productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el Punto Virtual de Balance del sistema con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.

d) Productos de transferencia de titularidad del gas natural licuado en los tanques de las plantas de regasificación y de gas natural en los Almacenamientos Subterráneos."

Más adelante, la Orden ETU/1977/2016, de 23 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para 2017, habilita a MIBGAS S.A. para la negociación en el Mercado Organizado de Gas de productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el PVB del sistema con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción, así como productos de GNL en los tanques de las plantas de regasificación y de gas natural en los almacenamientos subterráneos.

La negociación de estos nuevos productos, al escapar del amparo retributivo provisional de los productos regulados (objeto de la negociación actualmente en MIBGAS S.A.), ha inspirado la creación de MIBGAS Derivatives S.A.

El marco normativo que fundamenta la creación de MIBGAS Derivatives se completa con sus "Reglas de Mercado", las cuales se publicaron el día 17 de enero de 2018, completándose con la Instrucción de tarifas de MIBGAS Derivatives publicada el día 24 del mismo mes. Dichas reglas se actualizaron el 30 de noviembre de 2018, debido a la publicación de un segundo anexo correspondiente al nuevo segmento de mercado, MIBGAS Derivatives Spot.

4.2. Estructura y funcionamiento

4.2.1. Segmentos de mercado

Dentro de MIBGAS Derivatives se distinguen dos segmentos de mercado, en función del plazo de entrega de los productos negociados:

_ MIBGAS Derivatives Plazo: Mercado Organizado de productos de transferencia de titularidad de gas natural en puntos virtuales de redes de transporte y en los almacenamientos subterráneos básicos, así como de GNL en los tanques de plantas de regasificación con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.

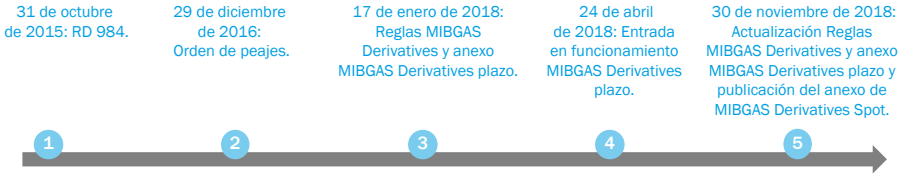
_ MIBGAS Derivatives Spot: Mercado Organizado de productos de transferencia de titularidad de gas natural en puntos virtuales de redes de transporte y en los almacenamientos subterráneos básicos,

así como GNL en los tanques de plantas de regasificación con un horizonte temporal de hasta el último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.

Las Reglas de Mercado de MIBGAS Derivatives Plazo se publicaron el día 17 de enero de 2018, como "Anexo: Reglas específicas de MIBGAS Derivatives plazo", donde se detallan los productos, las características específicas de este segmento y las funciones de la ECC. Finalmente se inició la negociación el 24 de abril de 2018. Se seleccionó un creador de mercado *(market maker)* para impulsar la liquidez, en favor de la formación de un mercado cada vez más maduro y competitivo. Estas reglas se actualizaron el 30 de noviembre de 2018, incluyendo por primera vez la posibilidad de registro en la cámara de compensación de transacciones realizadas en el mercado OTC a través de brókeres o de los propios Agentes, esto se podrá realizar en el año 2019.

Respecto a las Reglas de Mercado de MIBGAS Derivatives Spot, se publicaron también el 30 de noviembre de 2018, donde se detallan sus características específicas, tales como los productos, funcionamiento y facturación y pagos. La negociación se iniciará en el año 2019.

Figura 2. Marco normativo correspondiente a la creación y entrada en funcionamiento de MIBGAS Derivatives



Fuente: MIBGAS.

4.2.2. Sesiones de negociación

La negociación se estructura en Sesiones de Negociación, pudiendo negociarse uno o varios productos en cada sesión. A su vez, en una Sesión de Negociación pueden existir dos tipos de negociación: Subasta o Mercado Continuo. En función de las horas y tipos de negociación admitidos en cada sesión, se definen dos Sesiones de Negociación: Sesión de Negociación Diaria y Sesión de Negociación Intradiaria.

_ Negociación diaria: Se define la Sesión de Negociación Diaria como aquella Sesión de Negociación que transcurre todos los días del año con el siguiente horario:

Tabla 8. Horario de la negociación diaria.

Inicio	Fin	Estado
00:00	8:30	UPC
8:30	9:30	AUC
9:30	9:35	MAT
9:35	17:00	CON
17:00	00:00	FIN

Fuente: MIBGAS.

_ Negociación Intradiaria: Se define la Sesión de Negociación Intradiaria como aquella Sesión de Negociación que transcurre todos los días del año con el siguiente horario:

Tabla 9. Horario de la negociación intradiaria.

Inicio	Fin	Estado
00:00	8:30	UPC
8:30	9:30	AUC
9:30	9:35	MAT
9:35	21:00	CON
21:00	00:00	FIN

Fuente: MIBGAS.

4.2.3. Productos

_ Producto Mes con entrega en el PVB, se puede negociar el M+2 y el M+3 (código GMES YYMM).

_ Producto Trimestre con entrega en el PVB, se puede negociar el Q+1, Q+1, Q+3 y Q+4 (código GQES YYQq).

_ Producto Semestre-gas con entrega en el PVB, son productos estacionales, pudiéndose negociar S+1, S+2 y S+3 (código GSES YYP).

_ Producto Año con entrega en el PVB, se puede negociar Y+1 e Y+2 (código GYES YY).

4.2.4. Cámara de compensación

MIBGAS Derivatives y OMIClear han formalizado un acuerdo de cooperación, de manera que esta última actuará como Entidad de Contrapartida Central.

Según se produzca la casación, MIBGAS Derivatives enviará a la ECC la información de energías y precios de las Transacciones de cada Agente en MIBGAS Derivatives Plazo.

En el momento de la casación, la ECC se interpondrá entre el Agente comprador y el Agente vendedor de la Transacción, convirtiéndose en contraparte de ambos.

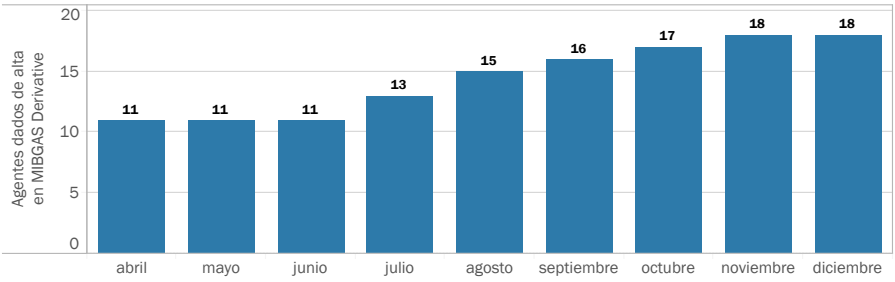
La ECC será la responsable de prestar los servicios de compensación y liquidación de las transacciones realizadas en el segmento MIBGAS Derivatives Plazo. Así mismo, será la responsable de realizar las notificaciones a los correspondientes Gestores Técnicos. Todo ello se efectuará de conformidad con las reglas de la ECC.

4.3. Evolución de la negociación

4.3.1. Número de Agentes

El número de Agentes registrados a 31 de diciembre de 2018 ha sido de 18. El Gráfico 34 muestra la evolución mensual del número de Agentes dados de alta en MIBGAS Derivatives desde su puesta en marcha el pasado mes de abril.

Gráfico 34: Evolución mensual del número de Agentes dados de alta en MIBGAS Derivatives.



Fuente: MIBGAS

Al inicio de su negociación, este mercado contaba con 11 Agentes, número que se mantuvo constante durante los 3 primeros meses de negociación y que aumentó entre los meses de agosto y noviembre hasta alcanzar 18 Agentes dados de alta.

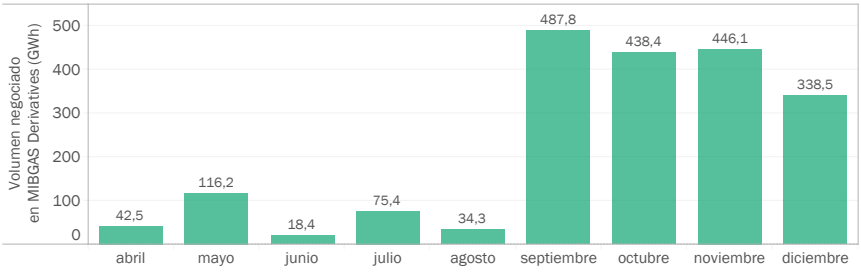
4.3.2. Volúmenes negociados

Evolución mensual del volumen total negociado en MIBGAS Derivatives

En el Gráfico 35 se muestra la evolución mensual de gas negociado en MIBGAS Derivatives. Cabe destacar el fuerte incremento del volumen negociado entre los meses de agosto y septiembre, desde 34,3 GWh hasta 487,8 GWh, alcanzando el máximo de negociación mensual en MIBGAS Derivatives; a partir de dicho mes, el volumen mensual se ha mantenido superior a 400 GWh, lo que supone un gran contraste con los primeros meses de negociación, exceptuando diciembre cuya negociación ha sido ligeramente inferior a la de los meses previos.

A 31 de diciembre de 2018 se acumula un volumen total negociado de 1.997,57 GWh.

Gráfico 35: Evolución mensual del volumen de gas negociado en MIBGAS Derivatives (GWh).

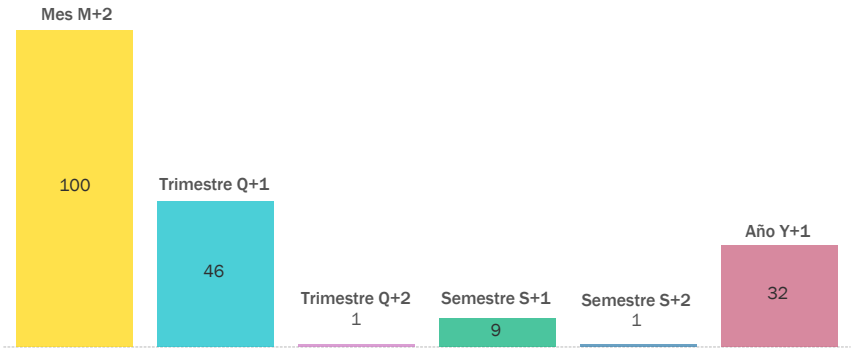


Fuente: MIBGAS

Volumen negociado y número de transacciones por producto

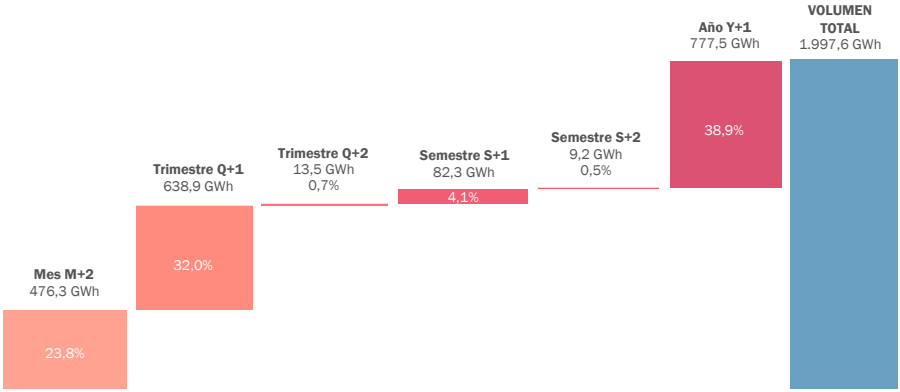
En los gráficos siguientes se puede ver el número de transacciones y el volumen negociado desagregado por producto. El producto con mayor número de transacciones es el M+2, que suma 100 a final de año con un volumen total de 476,3 GWh. Sin embargo, el producto que ha alcanzado mayor volumen casado en el año 2018 ha sido el anual, con 777,5 GWh a partir de 32 transacciones cerradas.

Gráfico 36: Transacciones realizadas en MIBGAS Derivatives por producto



Fuente: MIBGAS

Gráfico 37: Volumen negociado en MIBGAS Derivatives, desagregado por productos



Fuente: MIBGAS

4.4. Señales de precio y correlación con mercados europeos

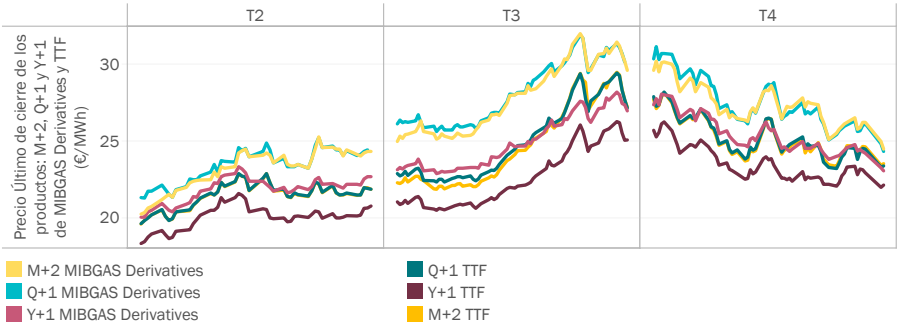
En el Gráfico 38 se observa claramente que existe una fuerte correlación entre el precio del TTF y el obtenido en MIBGAS Derivatives. Tradicionalmente el mercado español ha utilizado las referencias europeas para marcar el precio de los futuros negociados en OTC, añadiendo un *spread* distinto según el plazo.

Se muestran las líneas de evolución de precio de los 3 productos más representativos de este mercado. Todos ellos replican la tendencia de sus homólogos en el TTF, desde que se inició la negociación de dichos productos en

España. Concretamente los productos representados son el mensual M+2, el trimestral Q+1 y el anual Y+1, con un *spread* medio de 2,46 €/MWh, 2,56 €/MWh y 2,05 €/MWh respectivamente.

Los porcentajes de correlación avalan estas afirmaciones ya que para el producto M+2 se obtiene una correlación del 95%, para el Q+1 un 96% y para Y+1 un 98%.

Gráfico 38: Evolución de precio por producto en MIBGAS Derivatives y TTF



Fuente: MIBGAS, ICE, GME y Powernext. Elaboración propia.
Nota: no se han considerado los fines de semana

5. Los retos de MIBGAS

La evolución del mercado hacia su madurez

La madurez de un mercado mayorista secundario (OTC y *Exchange*) es el resultado de un procedimiento complejo que implica, una vez realizadas las transformaciones necesarias correspondientes al proceso de liberalización, acometer las reformas regulatorias imprescindibles para la gestión del aspecto físico del mercado, además de la complicidad de todos los participantes en el sistema gasista. Un proceso (Figura 3) que puede durar entre 10 y 15 años, tal y como así lo ha certificado la transición ya realizada por los mercados más relevantes e influyentes del panorama gasista mundial (el británico NBP y el norteamericano Henry Hub); y, más recientemente, los mercados del Noroeste de Europa (el holandés TTF, como más destacado) que son referencia de liquidez en el continente.

Los retos del mercado hacia su consolidación

Considerando la realidad de nuestro sistema gasista y teniendo en cuenta el camino ya recorrido por el mercado organizado, así como el nivel de desarrollo del OTC, entre las diferentes iniciativas que contribuirían a consolidar un mercado organizado *(Exchange)* en España, como parte fundamental de un *hub* de gas, destacan:

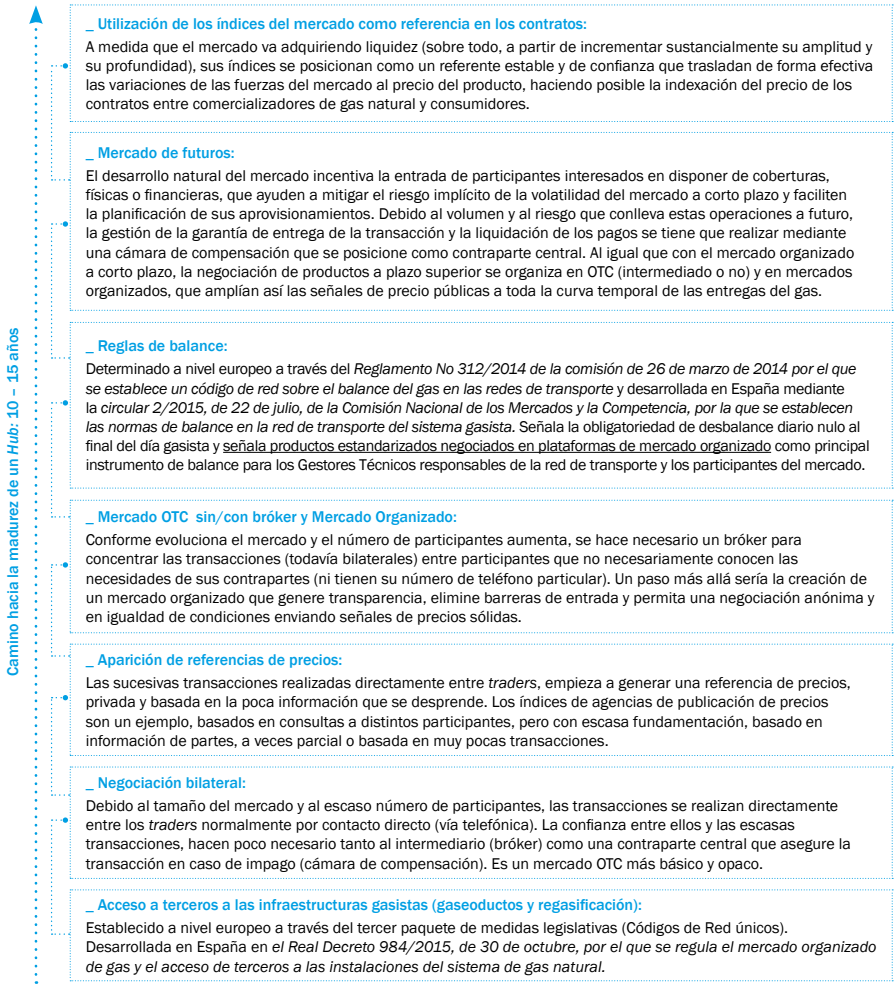
_ Desarrollar la Liquidez en los Productos a Plazo y GNL
MIBGAS ha extendido sus operaciones (a partir de la filial MIBGAS Derivatives S.A.) a productos a mayor plazo que los productos regulados, que negocian hasta el mes siguiente, y a productos de GNL. En estos comienzos, el reto más importante es el desarrollo de la liquidez para completar las señales de precio en toda la curva de negociación.

_ Creación del Mercado Ibérico del Gas en toda la Península Ibérica
La extensión de las operaciones de MIBGAS a Portugal permitiría la creación de un verdadero mercado ibérico del gas, orientado a crear una zona única de precio de toda Iberia. El ejemplo de la unificación de las dos zonas de mercado en Francia, donde existen dos Gestores Técnicos del Sistema que coordinan el balance es un ejemplo de referencia para esta integración. El modelo discutido por los actores del sistema gasista español contempla una transición basada en el acoplamiento de mercados, mientras persista un peaje de interconexión o limitaciones en la capacidad entre ambos mercados.

_ Facilitar el acceso de la demanda industrial al mercado mayorista
Se trata de un aspecto que ya ha demostrado (concretamente, en Francia desde 2008) que puede favorecer la liquidez en el mercado mayorista, toda vez que los grandes consumidores de gas aportan perfiles de consumo y de riesgos que son, por regla general, complementarios a los de los comercializadores.

_ Fomentar la utilización de infraestructuras de GNL y su mayor integración con el gas natural (GN) en el sistema español
Favorecer la utilización de las plantas de regasificación por parte de operadores y *traders* globales de GNL incrementaría la liquidez en los tanques de estas plantas y en el propio PVB. En este sentido, la

Figura 3: La "Hoja de ruta" hacia la madurez de un hub.



Fuente: Rogers (2015). Adaptación y traducción de MIBGAS.

iniciativa regulatoria[8] "PROPUESTA DE NUEVA REGULACIÓN DE LOS SERVICIOS PRESTADOS POR LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN DE GNL", iniciada por la CNMC en septiembre de 2018, tiene el objetivo de favorecer una mayor competencia en el mercado español y conseguir una mayor utilización de las infraestructuras.

[8] https://www.cnmc.es/sites/default/files/editor_contenidos/Energia/Consulta%20Publica/20180928_INF%20DE%20122%2018%20Propuesta%20CNMC%20modelo%20GNL%20consulta%20publica.pdf

_ Evitar un mayor aislamiento del Mercado Ibérico respecto a Europa
La unificación de los mercados franceses en noviembre de 2018 supondrá un paso importante hacia el mercado único europeo. Sin embargo, el planeado aumento de peajes de interconexión ES-FR (hasta un 18%) puede hacer que España y Portugal sigan lejos de poder integrarse en los mercados europeos y alinear sus precios. Los altos peajes actúan como barreras para el acoplamiento de mercados y tienen un efecto muy similar a la restricción de capacidad de interconexión, por acaparamiento, o por inexistencia de infraestructuras.

_ Desplegar las infraestructuras relevantes para el mercado
Se trata de complementar las reformas anteriores con las necesarias para gestionar de manera eficiente, eficaz y persistente el aspecto físico del mercado. Entre dichas reformas, quizás la más relevante sea la relacionada con la interconexión de la Península Ibérica con el Norte de Europa a través del VIP Pirineos[9].

El Mercado Organizado Ibérico de gas natural

A pesar de que este informe centra su contenido en el desarrollo del Mercado Organizado de Gas en España, no debe ignorarse el hecho de que en el espíritu de la Ley 8/2016, de 21 de mayo, subyace el objetivo estratégico de construir un Mercado Ibérico de Gas que aglutine las correspondientes áreas de mercado española y portuguesa; así queda suficientemente explicitado en su Disposición adicional primera:

"Todas las disposiciones incluidas en esta Ley referidas al Operador do Mercado Ibérico (Portugal), SGPS, S.A. o al Gestor Técnico del Sistema Gasista Portugués quedarán condicionadas a lo que se disponga en un ***convenio o acuerdo internacional*** *o a la adopción por la República de Portugal de la normativa que permita su aplicación a dichas entidades."*

La idea de un mercado ibérico mayorista de gas no nace con la mencionada Ley 8/2015. De hecho, ya estaba incluida en el plan de rescate a Portugal al incluirse, entre otras condiciones, la de que el Gobierno portugués adoptase "las medidas necesarias para acelerar el establecimiento de un Mercado Ibérico del Gas Natural". Entre dichas medidas, los organismos internacionales exigían la convergencia regulatoria entre ambos países y la eliminación de la doble tarifa *(pancaking)* en el uso de la interconexión por gasoducto.

Posteriormente, en 2014, durante la XXVII Cumbre hispano–lusa, ambos gobiernos acuerdan impulsar la creación del Mercado Ibérico del Gas (MIBGAS), resaltando la necesidad de mayores interconexiones con el resto de Europa, de cara a la integración con los mercados europeos: solo de esta manera, la Península Ibérica dejaría de ser una "isla energética", en lo que a este combustible fósil se refiere.

[9] El proyecto de una tercera interconexión con Francia a través de los Pirineos Orientales, denominado MidCat, fue incluido por primera vez como Proyecto de Interés Común europeo (PIC) en 2013. Posteriormente, los Gestores de las Redes de Transporte de Francia y España, tras la realización de un estudio técnico, acordaron avanzar en una infraestructura más reducida, denominada STEP *(South Transit East Pyrenees)*, como primera fase del proyecto, más ambicioso, MidCat. STEP permitiría incrementar de forma significativa la capacidad de interconexión entre España y Francia (desde los 7,2 bcm/año actuales hasta los 14,3 bcm/año, en el sentido sur-norte).

Por su parte, en la XXIX Cumbre luso-española celebrada en mayo de 2017, se avanzaron los trabajos necesarios (de acuerdo con la Disposición adicional, de la Ley 8/2015, citada anteriormente) para llegar a la firma del Tratado internacional que permitiese la creación y desarrollo de un Mercado común Ibérico de gas natural, en los términos de acceso no discriminatorio ni al mercado ni a las infraestructuras gasistas, de transparencia y de objetividad característicos del modelo de mercado mayorista de gas, desarrollado bajo el paraguas de la legislación europea correspondiente (primer, segundo y tercer paquetes de la energía) y modelizado en el *Gas Target Model*. Así mismo, en dicha cumbre, se volvió a resaltar la necesidad de ampliar las interconexiones entre los Estados miembros, señalando como la Península Ibérica podría cobrar gran importancia en la seguridad de abastecimiento en Europa como la "Puerta del Sur" de entrada de gas (GNL) a Europa[10].

Sin embargo, a pesar de la manifiesta voluntariedad política, los avances que en este sentido han consolidado ambos gobiernos son dispares. Así, mientras que por parte de España: (1) mediante la ley 8/2015 de 21 de mayo (artículo 65bis), y su posterior desarrollo reglamentario (RD 984/2015, de 30 de octubre) se crea el Mercado Ibérico del gas (MIBGAS); y (2) en 2017, el Gobierno autoriza a MIBGAS a ofrecer productos con entrega en el VTP (Orden ETU/1283/2017), por parte portuguesa apenas se ha avanzado; de hecho, lo más destacable ha sido que MIBGAS fuese designada por el Gobierno de Portugal (Portaria nº. 643/2015) así como por ERSE, a través del Regulamento de Relações Comerciais do Sector do Gás Natural (RRCGS) y de la DIRETIVA nº. 16/2016 "Manual de Procedimentos da Gastão Técncia Global do SNGN", Plataforma de Balance.

Como resultado del escaso progreso alcanzado, la realidad es que todavía no se han eliminado las barreras "no físicas[11]" que impiden la integración de ambos mercados. Entre las mismas, cabe destacar:

_ la ausencia de **mecanismos de asignación implícita de la capacidad** que estimulen el comercio transfronterizo, entre ambos países;

_ la existencia de un **doble peaje** *("pancaking": 1,99 + 0,82 = 2,81 €/MWh, desde España hacia Portugal; 0,00 + 1,08 = 1,08 €/MWh, en sentido contrario);* y

_ la falta de un **Tratado o Acuerdo Internacional** entre Portugal y España, lo que condiciona el despliegue de las medidas que resultan eficaces (por ejemplo, la relativa a los citados mecanismos de asignación implícita) para llevar a cabo la mencionada integración.

[10] La Península Ibérica cuenta con 7 de las 23 terminales de GNL existentes en la Unión Europea.

[11] La capacidad de interconexión actual a través del VIP Ibérico no constituye, en la actualidad (así como, tampoco es de esperar que sea un impedimento a medio plazo), una barrera "física" para la integración de ambos mercados; así lo acreditan las cifras correspondientes al porcentaje de utilización de dicha interconexión: (1), en sentido España-Portugal, un 69,21% en 2016 y un 58,6% en 2017; y (2) en sentido Portugal-España, un 0,85% en 2016 y un 1,04% en 2017.

6. El papel del gas en la transición energética

El gas desempeña actualmente un papel muy importante en el mix energético europeo, y lo seguirá haciendo en el futuro a medio-largo plazo. Se requerirá una variedad de fuentes de energía, incluyendo el propio gas natural y las energías renovables, para cumplir con los objetivos europeos a largo plazo en materia de seguridad, accesibilidad y descarbonización, relativos a la energía en Europa.

El gas natural ofrece diversas **ventajas como fuente segura y flexible de energía,** en comparación con las energías renovables o con los combustibles fósiles más contaminantes tales como el carbón o el petróleo. En Europa ya se dispone de una red de transmisión y distribución madura. El gas proporciona una fuente fiable de energía, la cual tiene flexibilidad de varias formas:

_ en las formas de transportarlo,

_ en la facilidad de almacenamiento,

_ y para actuar como complemento gestionable frente a la intermitencia no gestionable de las energías renovables.

Todo ello ayuda a garantizar el suministro ininterrumpido de energía para hogares e industrias. Además, el gas natural ofrece notables beneficios medioambientales comparado con otros combustibles fósiles más contaminantes.

A la luz del Acuerdo de París de la CMNUCC 2017 y de los esfuerzos de la UE para hacer frente al cambio climático, la **progresiva descarbonización del sector energético** es una tendencia imparable, y debe llevarse a cabo de la forma más efectiva y con la mayor eficiencia económica posibles. A medida que el sector del gas evoluciona, **la eficiencia y transparencia en los mercados permanece como punto fundamental para este desempeño:**

_ Proporcionando señales del precio claras,

_ fomentando la seguridad de suministro y

_ beneficiando a los consumidores europeos por ser un incentivo a la competencia.

El comercio de gas es una parte integrada dentro del sistema de comercio de productos básicos de la UE, el cual **genera precios de mercado usados como referencia, tanto para operadores como para consumidores,** a la hora de tomar decisiones relativas a sus negocios de energía.

La existencia de un mercado eficiente, líquido y transparente es esencial, por las siguientes razones:

_ Las señales de precio del gas tendrán aún más importancia
La progresiva sustitución del carbón dará un protagonismo superior al gas en la industria y en la generación de electricidad, por lo que tendrá gran importancia el papel de los mercados para proveer señales de precio propias, que deben imponerse cada vez más a indexaciones basadas en otras materias primas como el Brent.

_ El precio eléctrico y el del gas estarán más relacionados

Este mayor peso del gas, y su dinámica de precios, tendrá una influencia mayor que la actual (que ya es significativa) en el mercado de la electricidad, por los mecanismos de precios marginales. De ahí que la formación de precios del gas basada en mercados maduros permita disponer de transparencia también en la formación de precios de la electricidad.

_ Los mercados de capacidad para las inversiones en generación con gas se apoyarán en los precios del gas

El mecanismo de mercado de capacidad permitirá disponer de señales para la inversión a medio y largo plazo en infraestructuras para la generación eléctrica. Sin embargo, este mecanismo no puede ser eficiente si no se dispone de mercados de gas igualmente líquidos y transparentes en toda la curva de precios.

_ Presencia cada vez mayor de los gases renovables

Los mercados son también el mejor mecanismo (junto con la certificación de origen) para integrar la producción de gases renovables y estimular su desarrollo. El papel de estos gases, que están alineados con los objetivos de sostenibilidad de la Unión Europea, tendrá cada vez más importancia, y tiene sentido su integración en cada zona de mercado en Europa.

_ Competencia del gas con otras tecnologías complementarias a las renovables

Los mercados (tanto de gas como de derechos de emisiones) son la forma más eficiente de medir la competitividad del gas frente a otras tecnologías, como puede ser el almacenamiento con baterías, que pretenden ser complementarias a la generación eléctrica con renovables.

Anexo I.
Unidades y abreviaturas

Unidades

$	Dólar
$/bbl	Dólar por barril
$/mt	Dólar por tonelada métrica
€/mt	Euro por tonelada métrica
€/MWh	Euros por megavatio-hora
bcm	Mil millones de metros cúbicos (10^9 m^3)
bcm/año	Mil millones de metros cúbicos (10^9 m^3) por año
GW	Gigavatio
GWh	Gigavatio-hora
GWh/d	Gigavatio-hora por día
MWh	Megavatio-hora
TWh	Teravatio-hora

Abreviaturas

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
BIM	Bilateral monopoly
CDS	Clean Dark Spread
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CNMC	Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia
CSS	Clean Spark Spread
DES	Delivered Ex Ship
ECC	Entidad de Contrapartida Central
EE.UU.	Estados Unidos
EIA	Energy Information Administration
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
ES	España
EUA	European Emission Allowances
FOB	Free on Board
FR	Francia
GIE	Gas Infrastructure Europe
GN	Gas natural
GNL	Gas natural licuado
GOG	Gas-on-gas competition
GTM	Gas Target Model
GTS	Gestor Técnico del Sistema
HHI	Herfindahl-Hirschman Index
IGU	International Gas Union
IVA	Impuesto sobre el Valor Añadido
M1C	Métrica 1 (compra) del Gas Target Model
M1V	Métrica 1 (venta) del Gas Target Model
M2	Métrica 2 del Gas Target Model
M3C	Métrica 3 (compra) del Gas Target Model
M3V	Métrica 3 (venta) del Gas Target Model
M4	Métrica 4 del Gas Target Model

MRS	Market Stability Reserve
NBP	National Balancing Point
NET	Netback from final product
NP	No price
OPE	Oil price escalation
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
OTC	Over-the-counter
PEG	Point d'échange de gaz
PIC	Proyecto de Interés Común
PSV	Punto di Scambio Virtuale
PVB	Punto Virtual de Balance
RBC	Regulation below cost
RCDE UE	Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la Unión Europea
RCS	Regulation cost of service
REMIT	Regulation Energy Market Integrity and Transparency
RRCGS	Regulamento de Relações Comerciais do Sector do Gás Natural
RRM	Registered Reporting Mechanism
RSP	Regulation social and political
SNGN	Sistema Nacional de Gás Natural
SSM	State Supervision of Mines
STEP	South Transit East Pyrenees
TANAP	Trans-Anatolian Pipeline
TAP	Trans-Adriatic Pipeline
TRS	Trading Region South
TTF	Title Transfer Facility
UE	Unión Europea
USA	United States of America
VIP	Virtual Interconnection Point
VTP	Vitual Trading Point

Anexo II.
Bibliografía

Artículos

ICIS (2018a). *European Gas Markets,* Londres.

ICIS (2018b). *Gas in Focus,* Londres.

MIYAMOTO, A. y ISHIGURO, C. (2018). "The outlook for natural gas and LNG in China in the war against air pollution". *The Oxford Institute for Energy Studies,* OIES Paper NG 139, Londres.

PLATTS (2018). *European Gas Daily,* Londres.

ROGERS, H. (2015). "The impact of lower gas and oil prices on global gas and LNG markets". *The Oxford Institute for Energy Studies,* OIES Paper NG 99, Londres.

Otras fuentes

ACER (2015): *European Gas Target Model Review and Update,* Ljubljana.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2017a): *Global Gas Security Review* 2017.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2017b): *Outlook for Natural Gas* 2017.

INTERNATIONAL GAS UNION (2018a): *2018 World LNG Report,* USA.

INTERNATIONAL GAS UNION (2018b): *Wholesale Gas Price Survey 2018 Edition,* USA.

Páginas Web

BENNETT, N. (2018, octubre). "China accounts for 50% of the growth in LNG demand: Wood Mackenzie". Recuperado el 27 de diciembre de 2018, de https://biv.com/article/2018/10/china-accounts-50-growth-lng-demand-wood-mackenzie

CHENIERE (2018). "Trains 5 & 6. Sabine Pass Liquefaction Project". Recuperado el 27 de diciembre de 2018, de https://www.cheniere.com/terminals/sabine-pass/trains-5-6/

GLOYSTEIN, H. (2017, diciembre). "China becomes world's No.2 LNG importer in 2017, behind Japan". Recuperado el 27 de diciembre de 2018, de https://www.reuters.com/article/us-china-lng/china-becomes-worlds-no-2-lng-importer-in-2017-behind-japan-idUSKBN1EK09C

JAGANATHAN, J. (2018, diciembre). "Australia grabs world's biggest LNG exporter crown from Qatar in Nov". Recuperado el 27 de diciembre de 2018, de https://www.reuters.com/article/us-australia-qatar-lng/australia-grabs-worlds-biggest-lng-exporter-crown-from-qatar-in-nov-idUSKBN1O907N

JOHNSON, S. (2018, noviembre). "Japan has restarted five nuclear power reactors in 2018". Recuperado el 27 de diciembre de 2018, de https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37633

KALLANISH ENERGY (2018, diciembre). "Prelude LNG to start production by year-end: Shell". Recuperado el 27 de diciembre de 2018, de http://www.kallanishenergy.com/2018/12/05/prelude-lng-to-start-production-by-year-end-shell/

LNG WORLD NEWS (2018, noviembre). "Novatek kicks off production from Yamal LNG's Train 3". Recuperado el 27 de diciembre de 2018, de https://www.lngworldnews.com/novatek-kicks-off-production-from-yamal-lngs-train-3/

OIL&GAS JOURNAL (2018, agosto). "Yamal LNG Train 2 ships first cargo". Recuperado el 27 de diciembre de 2018, de https://www.ogj.com/articles/2018/08/yamal-lng-train-2-ships-first-cargo.html

SUGIURA, E. (2018, octubre). "China on pace to become top natural gas importer in 2018". Recuperado el 27 de diciembre de 2018, de https://asia.nikkei.com/Business/Markets/Commodities/China-on-pace-to-become-top-natural-gas-importer-in-2018

THE MEDI TELEGRAPH (2018, octubre). "Global LNG shipping rates double since end August". Recuperado el 27 de diciembre de 2018, de http://www.themeditelegraph.com/en/shipping/2018/10/23/global-lng-shipping-rates-double-since-end-august-m5QXlgdqgnqgwUZwLkvTmL/index.html

TSUKIMORI, O. y SHELDRICK, A. (2018, agosto). "Japan's nuclear reboot gathers pace, set to curtail LNG demand". Recuperado el 27 de diciembre de 2018, de https://www.reuters.com/article/us-japan-nuclear-lng-demand/japans-nuclear-reboot-gathers-pace-set-to-curtail-lng-demand-idUSKCN1LG17E

ZARETSKAYA, V. y SKARZYNSKI, N. (2018, diciembre). "U.S. liquefied natural gas export capacity to more than double by the end of 2019". Recuperado el 27 de diciembre de 2018, de https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=37732

Anexo III.
Listado de gráficos, tablas y figuras

Gráficos

Gráfico 1: Formación del precio de las importaciones totales de gas natural a nivel mundial (2005 - 2017)
Página 22

Gráfico 2: Formación del precio de las importaciones por gasoducto a nivel mundial (2005 - 2017)
Página 23

Gráfico 3: Formación del precio de las importaciones de GNL a nivel mundial (2005 - 2017)
Página 23

Gráfico 4: Distribución de los contratos a corto, medio y largo plazo en el mercado internacional de GNL (2010 - 2017)
Página 24

Gráfico 5: Volumen exportado de GNL en función de la flexibilidad del destino (2012 - 2022)
Página 25

Gráfico 6: Tiempo medio necesario para obtener un 10% extra de las importaciones de GNL por importador
Página 25

Gráfico 7: Evolución del precio del gas natural según las diferentes regiones (2012 - 2017)
Página 26

Gráfico 8: Evolución de los costes de transporte *(shipping)* de GNL (diciembre 2010 – octubre 2018)
Página 28

Gráfico 9: Dinámica del precio en los principales mercados mundiales (2018)
Página 29

Gráfico 10: Comparativa del precio del GNL en Asia (2016, 2017 y 2018)
Página 30

Gráfico 11: Evolución del *netback* desde EE.UU. a Europa y Asia (2018)
Página 30

Gráfico 12: Nivel de los almacenamientos subterráneos en Europa (2015 - 2018)
Página 32

Gráfico 13: Volúmenes importados por gasoducto desde Rusia
Página 33

Gráfico 14: Evolución del precio de los derechos de emisión de CO_2 en la UE
Página 35

Gráfico 15: Evolución del precio del carbón
Página 35

Gráfico 16: Evolución del precio del Brent, GNL asiático y MIBGAS D+1 durante el segundo trimestre
Página 38

Gráfico 17: Evolución del precio del producto Diario D+1, del *spot* eléctrico español y de los derechos de emisión de CO_2 durante el tercer trimestre de 2018
Página 39

Gráfico 18: Evolución del *Clean Dark Spread* y el *Clean Spark Spread* (2018)
Página 40

Gráfico 19: Evolución (anual y mensual) del número de Agentes dados de alta en MIBGAS y del número de Agentes activos en el mercado
Página 42

Gráfico 20: Evolución (anual y mensual) del volumen de gas negociado en MIBGAS (GWh) y porcentaje de la demanda nacional de gas natural cubierto por MIBGAS
Página 43

Gráfico 21: Variación del volumen acumulado anual negociado en MIBGAS, desagregado por productos (2017 - 2018)
Página 44

Gráfico 22: Variación del volumen acumulado anual negociado en MIBGAS, desagregado por tipo de negociación (2017 - 2018)
Página 45

Gráfico 23: Evolución del volumen total anual negociado en MIBGAS por los *market makers* y por el resto de los Agentes del mercado (GWh)
Página 46

Gráfico 24: Evolución del volumen anual de gas negociado en MIBGAS desagregado por tipo de negociación: subasta y mercado continuo (2016 - 2018)
Página 47

Gráfico 25: Volumen ofertado (casado y sin casar) en subasta y mercado continuo de los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y Mes Siguiente
Página 48

Gráfico 26: Número de ofertas de compra y de venta, número de transacciones registradas y *spread* máximo, mínimo y promedio por tipo de producto (2017 – 2018)
Página 49

Gráfico 27: Media anual (2016 – 2018) y mensual (2018) del índice HHI diario diferenciando entre transacciones de compra y de venta en MIBGAS
Página 55

Gráfico 28: Evolución del precio de cada producto negociado en MIBGAS en 2018
Página 57

Gráfico 29: Evolución del Precio de Referencia Diario del producto MIBGAS D+1 (2017 - 2018)
Página 57

Gráfico 30: Evolución del precio promedio ponderado, por día de negociación, del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los principales *hubs* europeos (2018)
Página 58

Gráfico 31: Evolución de la volatilidad de los precios del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los principales *hubs* europeos (2018)
Página 59

Gráfico 32: Evolución de la volatilidad de los precios del producto Diario D+1 en MIBGAS y en los principales hubs europeos (abril - diciembre 2018)
Página 60

Gráfico 33: Evolución del flujo físico de importación VIP Pirineos y *spread* MIBGAS – PEG para el producto Diario D+1 (2018)
Página 61

Gráfico 34: Evolución mensual del número de Agentes dados de alta en MIBGAS Derivatives
Página 66

Gráfico 35: Evolución mensual del volumen de gas negociado en MIBGAS Derivatives (GWh)
Página 67

Gráfico 36: Transacciones realizadas en MIBGAS Derivatives por producto
Página 68

Gráfico 37: Volumen negociado en MIBGAS Derivatives, desagregado por productos
Página 68

Gráfico 38: Evolución de precio por producto en MIBGAS Derivatives y TTF
Página 69

Tablas

Tabla 1: Principales proyectos de GNL inaugurados en 2018 y previstos para 2019 y 2020 (bcm)
Página 27

Tabla 2: Valores umbrales de las métricas definidas en el *Gas Target Model* relativas al atractivo de un mercado para los Agentes que participan en el mismo
Página 50

Tabla 3: Profundidad de las ofertas de compra y venta correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016 - 2018)
Página 51

Tabla 4: Diferencia de precio *(spread)* entre las ofertas de compra y venta correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016 - 2018)
Página 52

Tabla 5: Sensibilidad en el precio de las ofertas de compra y venta correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016 - 2018)
Página 53

Tabla 6: Número de transacciones diarias correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016 – 2018)
Página 54

Tabla 7: Valor medio ponderado de cada producto negociado en MIBGAS (2017 - 2018)
Página 56

Tabla 8: Horario de la negociación diaria
Página 65

Tabla 9: Horario de la negociación intradiaria
Página 66

Figuras

Figura 1: Valores medios del *spread* correspondiente al producto Diario D+1 entre mercados europeos adyacentes durante, al menos, el 75% de los días de mercado (2018)
Página 62

Figura 2: Marco normativo correspondiente a la creación y entrada en funcionamiento de MIBGAS Derivatives
Página 65

Figura 3: La “Hoja de ruta” hacia la madurez de un *hub*
Página 71