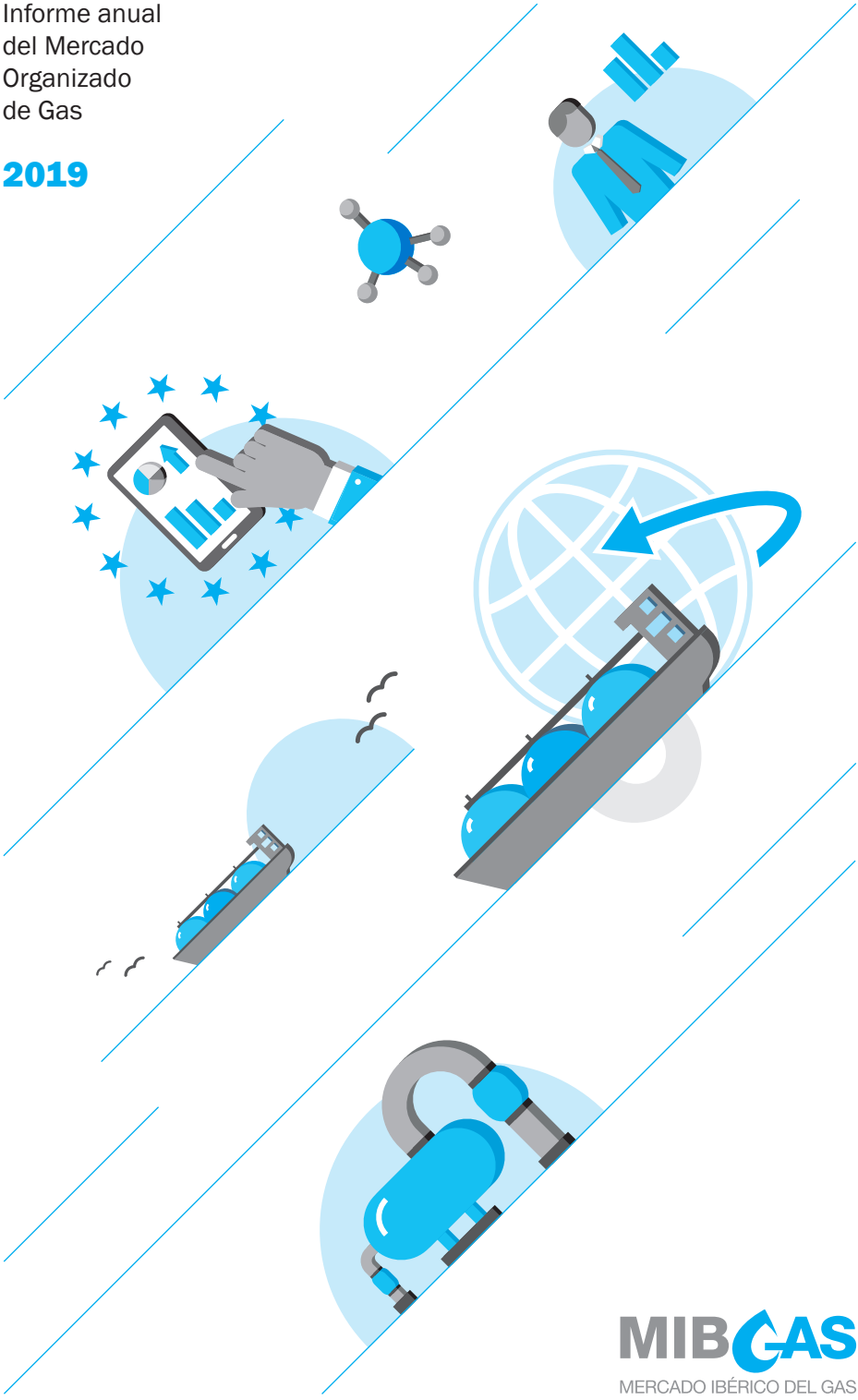
Informe anual del Mercado Organizado de Gas

2019



MIBGAS

MERCADO IBÉRICO DEL GAS

Informe anual
del Mercado
Organizado
de Gas

2019

MIBGAS
MERCADO IBÉRICO DEL GAS

Presentación

Raúl Yunta Huete
Presidente de MIBGAS

En 2019 se creó el Comité de Monitorización de Mercado

Cuatro años. 2019 supone el cuarto año de existencia del mercado organizado de gas natural, MIBGAS. Cuatro fructíferos años que han supuesto un avance muy significativo del mercado de gas natural en España. Por ello, en primer lugar, quiero expresar mi agradecimiento a todas las personas que lo han hecho posible.

2019 ha sido un año muy intenso para MIBGAS, desde el punto de vista corporativo y de funcionamiento.

En lo que respecta al gobierno corporativo, 2019 ha supuesto la práctica renovación de su Consejo de Administración, incluyendo su presidente. En lo relativo a la renovación de consejeros, además de la obligada renovación conforme a los estatutos sociales de la empresa por finalización de mandato, se añadió el cumplimiento de las más estrictas recomendaciones del regulador energético, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), en cuanto a la adecuación del número de consejeros de empresas energéticas.

También desde el punto de vista de la gobernanza, aun sin tener las obligaciones de empresas cotizadas, MIBGAS continúa cumpliendo con el compromiso más exigente en cuanto al buen gobierno corporativo. En este sentido, siendo su finalidad principal la transparencia en sus actividades, MIBGAS ha procedido a la revisión, actualización y aprobación de un mejorado Código ético y de conducta.

Además, MIBGAS como mercado organizado, cumple con las obligaciones

El nuevo Código ético y de conducta de MIBGAS se alinea con las normas más exigentes del buen gobierno corporativo

de monitorización emanadas de la normativa europea. Para ello, MIBGAS ha reforzado en 2019 la asignación de responsabilidades de supervisión del mercado mediante la creación del Comité de Monitorización de Mercado, dotándole de autonomía interna, así como de los procedimientos organizativos y operativos de análisis y reporte a la CNMC.

Actualmente la compañía MIBGAS, S.A. es el operador del mercado organizado de corto plazo, en donde se realizan las transferencias de titularidad de gas con entrega de gas diaria hasta el mes siguiente al de negociación. Asimismo, MIBGAS, S.A. es el Gestor de Garantías del sistema gasista español con un doble objetivo: minimizar las barreras a los usuarios del sistema gasista al reducir el número de garantías necesarias para cubrir los diferentes riesgos (mercado, acceso a la red y desbalances); así como actuar de ventanilla única, facilitando los trámites asociados a la prestación de los instrumentos de garantías necesarios.

De forma complementaria a la anterior, MIBGAS Derivatives, S.A., se afianza como operador del mercado organizado de largo plazo, es donde se realizan las transferencias de titularidad de gas en el punto virtual de balance (PVB) con entrega de gas diaria hasta dos años siguientes al del día de negociación. En todo caso, la entrega de gas es física, no teniendo los productos negociados la característica de productos financieros.

2019, para ambas empresas, MIBGAS y MIBGAS Derivatives, desde el punto de vista de funcionamiento del mercado, ha sido un buen año. Veamos por qué.

En enero de 2019, MIBGAS Derivatives, y OMIClear como su cámara de contrapartida central, pusieron en operación el servicio de registro, compensación y liquidación de transacciones bilaterales (OTC) en toda la curva de futuros con entrega en el punto virtual de balance español (PVB). De esta forma la negociación tanto a través de intermediarios (brókeres: Arraco, CIMD, ICAP, TP ICAP y Tullet-Prebon) como directamente entre Agentes, es registrada por MIBGAS Derivatives y liquidada por la cámara de contrapartida central. En este mismo mes de enero, MIBGAS implantó la posibilidad de negociación a través de Trayport, la herramienta de negociación

MIBGAS consolida su señal de precios como referente en las agencias de reporting internacionales

más empleada en Europa. Este estándar europeo ha contribuido también al incremento de la liquidez del mercado de MIBGAS. Así, enero de 2019 supuso ya el primer récord de negociación de los batidos durante el año, superando los 3,5 TWh de volumen transaccionado.Un 9,2% de la demanda de gas natural.

En el mes siguiente, dentro de las mejoras implementadas para ofrecer información de los precios del gas natural, MIBGAS acordó con la agencia noruega de noticias especializada en el sector energético, Montel, la publicación de los precios del gas de MIBGAS en tiempo real. Ello supuso un paso más en la consolidación de MIBGAS como entidad de referencia de precios del gas natural en España. En la actualidad, también Thomson Reuters (Eikon), Platts y Argus Media publican precios de MIBGAS.

A primeros de marzo de 2019, MIBGAS introdujo una serie de mejoras en los servicios prestados, tales como la ampliación de horarios en la sesión de negociación, el producto de negociación de fin de semana, así como el paso a la cámara central de contrapartida de los productos de transferencia de titularidad de gas con entregas diarias en el mes siguiente y resto de mes. De esta forma, MIBGAS mejora aportando más flexibilidad a los usuarios del sistema gasista para ajustar su balance y coordinar sus transacciones de gas con sus ofertas en el mercado eléctrico. Asimismo, el uso de la cámara hace más homogénea la gestión de las garantías de todos los productos a plazo de los usuarios de MIBGAS. Por otro lado, marzo de 2019 fue también el mes de lanzamiento de la convocatoria de los servicios de creadores de mercado voluntarios para MIBGAS Derivatives, cuya asignación recayó en AXPO Iberia.

En abril de 2019, MIBGAS siguió batiendo récords de negociación. Sin embargo, si algo caracterizó este mes fue la prueba de estrés real de fiabilidad del funcionamiento de MIBGAS. Las conductas anómalas que dieron lugar a la suspensión y posterior inhabilitación de dos usuarios del sistema sirvieron para constatar de manera real la robustez del mercado y de su cobertura de garantías financieras. También, abril fue el mes de la convocatoria de los servicios de creadores de mercado voluntarios para MIBGAS correspondientes al segundo semestre, cuya adjudicación recayó en AXPO Iberia y ENGIE España.

Nuevos máximos de negociación se repitieron en mayo. En este caso, para el producto con entrega de gas el mes siguiente (M+1). Esto es, los usuarios de MIBGAS mostraban un interés reforzado en este producto que se pasó a compensar solo dos meses antes a través de la entidad central de contrapartida.

El gas natural licuado (GNL) fue el protagonista en MIBGAS del mes de junio. Así, a mediados de mes comenzó la negociación en MIBGAS Derivatives de productos de GNL en las seis plantas de regasificación españolas de Barcelona, Sagunto, Cartagena, Huelva, Mugardos y Bilbao; siendo la primera vez a nivel internacional que un mercado organizado ofrece este tipo de servicios de negociación de GNL en plantas de regasificación. La negociación contempla los productos s*pot* (Intradiario y Diario en subasta de 10 a 11h y de mercado continuo de 11 a 18h) con entrega física de GNL en los tanques de las seis plantas. De esta forma, se obtienen precios reales de transacciones de GNL por primera vez en Europa. Sirva como hito reseñable la primera transacción registrada el 14 de junio de 2019.
Se trató de un producto con entrega intradiaria por un volumen de 100 MWh y a un precio de 13 €/MWh.

Julio fue el mes en el que se alcanzó el centenar de Agentes registrados en MIBGAS. Se consiguieron nuevos récords de negociación. El producto mensual superó los 2,17 TWh, y la negociación de futuros en MIBGAS Derivatives alcanzó los 1,6 TWh.

En septiembre de 2019, en MIBGAS se negociaron 4,4 TWh duplicando la cifra registrada en ese mismo mes del año anterior, confirmando el interés de los Agentes en el mercado y continuando así la historia de éxito.

Finalmente, los últimos meses de 2019 no han tenido precedentes en MIBGAS. Los precios del gas negociado en noviembre y diciembre llegaron a estar por debajo de los precios centroeuropeos de manera sostenida. La mayor oferta de gas en España, debida al elevado nivel de almacenamiento de GNL en las plantas de regasificación españolas así como el mayor volumen de entrada por Argelia, propició que se alcanzaran mínimos históricos en el precio del gas en MIBGAS, llegando a 8 €/MWh el 2 de noviembre de 2019.

En resumen, 2019 ha sido un buen año para MIBGAS. El volumen de negociación anual se duplicó respecto a 2018.
El número de Agentes superó el centenar.
Y, la consolidación de MIBGAS como referencia de precios en la península ibérica es ya un hecho.

En definitiva, el beneficio social que presta MIBGAS ha alcanzado cotas muy altas en 2019. La flexibilidad, facilidad de aprovisionamiento y seguridad de suministro que aporta MIBGAS es un beneficio inmediato para todos sus usuarios. Asimismo, los ahorros que supone la existencia de MIBGAS a los consumidores de energía son muy relevantes, superiores a los dos mil millones de euros de ahorro directo solo en 2019. En fin, se refuerza así la historia de éxito de MIBGAS en su servicio a la sociedad.

MIBGAS AHORRÓ EN 2019 A LOS CONSUMIDORES DE ENERGÍA MÁS DE

2.000

millones €

Índice

Presentación / 2

Índice / 6

Resumen ejecutivo / 8

MIBGAS en 2019 / 10

CAPÍTULO 1

El operador del Mercado Ibérico del Gas / 12

Sobre el Operador de Mercado Ibérico del Gas natural / 13

El papel del Mercado Organizado en el sistema gasista español / 15

Sobre el modelo de funcionamiento del Mercado Ibérico del Gas natural / 16

Sobre los productos, sesiones y tipos de negociación / 16

- *Productos* / 16
- *Sesiones y tipos de negociación* / 18

Plataformas de negociación / 19

Intercambio de información con Enagás GTS y OMIClear / 21

Sobre los procesos económicos de los productos de MIBGAS / 24

Sobre la Entidad de Contrapartida Central (OMIClear) / 24

Sobre el Comité de Agentes del Mercado Organizado de Gas / 25

Sobre la información pública y reporte a los reguladores / 26

Sobre el Gestor de Garantías / 26

CAPÍTULO 2

El Mercado del Gas en 2019 / 28

El escenario internacional / 29

Exceso de producción de GNL: Australia y Estados Unidos / 30

Importaciones de GNL: de Asia a Europa /38

Impacto del exceso de oferta global en el precio de GNL / 44

El mercado de gas natural en Europa / 52

Del carbón al gas en la generación eléctrica europea / 60

El mercado de gas natural en España / 63

Aumento de demanda de gas natural y exportación a Francia / 70

CAPÍTULO 3

El Mercado Organizado Regulado / 78

Evolución de la negociación / 79

Número de Agentes / 80

Volúmenes negociados / 80

- *Evolución del volumen total negociado en MIBGAS* / 81
- *Volumen negociado por producto* / 82
- *Volumen negociado por tipo de negociación* / 83
- *Volumen negociado desagregado en subasta y mercado continuo* / 85

Monitorización de la liquidez / 86

Introducción / 86

Profundidad de las ofertas de compra o venta / 87

Diferencia de precio entre las ofertas de compra y venta / 90

Número de transacciones diarias / 91

Concentración de Mercado / 91

Evolución de los precios / 92

Evolución del precio MIBGAS D+1 / 94

Evolución de los precios spot del gas natural en Europa / 94

Evolución de la volatilidad de los precios spot del gas natural en Europa / 95

Nivel de integración de MIBGAS con el resto de mercados spot de Europa / 96

CAPÍTULO 4

MIBGAS Derivatives / 98

Desarrollo regulatorio / 99

Segmento Plazo / 104

Número de Agentes / 104

Volúmenes negociados / 105

Volumen negociado por producto / 106

Número de transacciones por producto / 106

Señales de precio y correlación con mercados europeos / 107

Segmento Spot / 110

Volúmenes negociados / 110

Registro OTC / 110

Volúmenes registrados / 111

CAPÍTULO 5

Los retos de MIBGAS / 112

ANEXO I

Unidades / 120

ANEXO II

Bibliografía / 121

ANEXO III

Listado de imágenes, gráficos, tablas y figuras / 122

Resumen ejecutivo

Una media de 56 Agentes actúan diariamente en MIBGAS

CON RESPECTO A 2018

99%

más de negociación

En 2019, MIBGAS ha continuado avanzando con paso firme por la senda de la liquidez, consolidándose como mercado *spot* de gas natural. El volumen de gas negociado, en los productos *spot* y *prompt*, se ha visto incrementado hasta los 48.270 GWh, un 99,0% superior al año 2018. Así mismo, la participación en MIBGAS aumentó considerablemente, finalizando el año con 105 Agentes dados de alta a cierre de año, de los cuales, 56 intervienen diariamente en la plataforma. De esta forma, el mercado *spot* en MIBGAS representó un 12,5% de la demanda nacional de gas natural en el PVB. Por su parte, desde el comienzo de la negociación de futuros en abril de 2018, se ha alcanzado un volumen total negociado de 9.624 GWh, la mayor parte (cerca del 80%) durante 2019.

Como hitos destacables de MIBGAS en 2019 deben señalarse, por un lado, la implementación en enero de la posibilidad de negociar a través de la plataforma Trayport, así como las mejoras realizadas en las Reglas de Mercado que entraron en vigor en el mes marzo, las cuales incluían la ampliación de los horarios de la sesión de negociación, el inicio de la negociación del producto Fin de Semana, la nueva metodología para el cálculo del Precio Último Diario y el paso a cámara de compensación (OMIClear) de los productos Mes Siguiente y Resto de Mes.

Así mismo, en MIBGAS Derivatives, debe mencionarse el inicio de los registros OTC durante el mes de enero, con un volumen total registrado desde su puesta en marcha de 220 GWh, y la negociación de productos de GNL en plantas de regasificación, que desde junio acumula un volumen total negociado de 560 MWh.

En 2019 MIBGAS fue pionero al ofrecer la negociación de GNL en plantas

En cuanto al contexto internacional, 2019 estuvo marcado por el exceso de oferta de GNL. La nueva capacidad de licuefacción de Australia y Estados Unidos, junto con una menor demanda de la esperada en países del noroeste de Asia (China, Japón, Corea del Sur y Taiwán) hicieron que el excedente de GNL se redirigiera preferentemente hacia el mercado europeo, el cual ofrecía una mejor rentabilidad que el asiático. De esta forma, las importaciones europeas de gas natural licuado aumentaron en 2019 más de un 60% provocando la caída del precio del gas natural en Europa; esto, junto con el aumento de la cotización de los derechos de emisión de dióxido de carbono hicieron que aumentase la generación eléctrica mediante centrales térmicas de ciclo combinado alimentadas con gas natural. Poniendo el foco en España, se observan las mismas dinámicas de mercado que en Europa: precios de gas históricamente bajos, caída de la cotización de futuros conforme se acerca la fecha de entrega y, por último, un mayor consumo de gas natural para generación eléctrica, lo que supone una mayor relación entre el precio eléctrico y el del gas natural.

IMPORTACIONES DE GNL

En 2019 se registró un aumento del

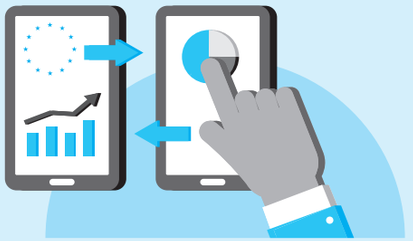
60%

en las importaciones de GNL en Europa

Tres son los principales retos que afronta MIBGAS. El primero, el desarrollo de la liquidez de los productos con entrega futura. El segundo, el desarrollo del mercado organizado de GNL en medio de un cambio integral de la regulación, que por un lado resta flexibilidad al balance de GNL, y por otro, crea el tanque único de GNL, abriendo la ventana de oportunidad para que España se convierta en el *hub* de gas natural licuado de Europa. Y tercero, el desarrollo del Mercado Organizado Ibérico de Gas natural, negociando productos con entrega en Portugal, cumpliendo así con el propio espíritu de la Ley 8/2015 del 21 de mayo del Sector de Hidrocarburos que pretende la integración en el mercado organizado de gas de la actividad desarrollada en toda la península ibérica, tanto la parte española como la portuguesa.

MIBGAS en 2019

MERCADO IBÉRICO DEL GAS



VOLUMEN

56,1 TWh

113 %
de incremento respecto al registrado en 2018, que fue de 26,3 TWh

CUOTA DE DEMANDA NACIONAL NEGOCIADA

14,6 %

Nº AGENTES EN 2019 — **105**
Media diaria de Agentes activos **56**

Nº AGENTES EN 2018 — **82**

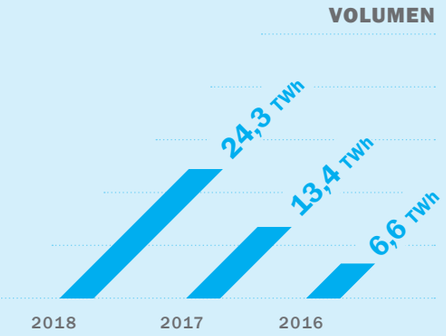
Nº AGENTES EN 2017 — **65**

Nº AGENTES EN 2016 — **45**

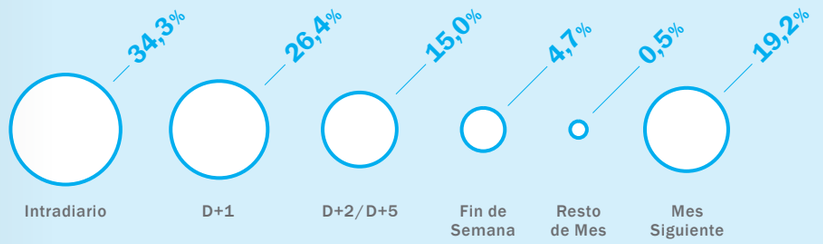
DATOS MIBGAS

VOLUMEN 2019

48,3 TWh



PORCENTAJE DE NEGOCIACIÓN DE PRODUCTOS /



DATOS MIBGAS DERIVATIVES

VOLUMEN 2019

7,8 TWh

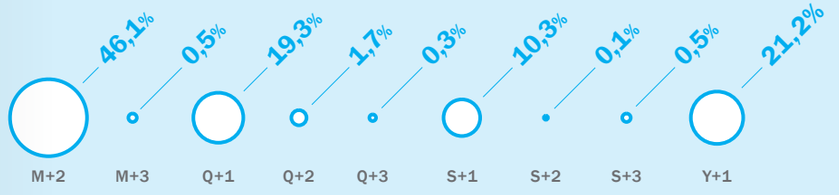
VOLUMEN 2019 (Segmento Plazo)
7,6 TWh

VOLUMEN 2018 (Segmento Plazo)
2,0 TWh

(Segmento Spot)
560 MWh

(Registro OTC)
220 GWh

PORCENTAJE DE NEGOCIACIÓN DE PRODUCTOS / SEGMENTO PLAZO



El operador del Mercado Ibérico del Gas

CAPÍTULO 1

El modelo y regulación europea de los mercados energéticos se ha desarrollado con un objetivo fundamental de transparencia de precios que fomente la competencia. MIBGAS, desde su inicio en 2015 y como operador del Mercado Organizado de Gas, contribuye a que así sea

Sobre el Operador del Mercado Ibérico del Gas Natural

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 34/1998 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

La existencia del Punto Virtual de Balance es fundamental para crear 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.

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.

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] o PVB). Esta 'virtualización' es fundamental para crear un verdadero mercado y una señal de precios robusta basada en múltiples transacciones.

Desde el inicio de la operación 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.

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 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 las 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 de transacciones anónimas, 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 35% (TTF, por ejemplo) y 60% (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, aunque el camino andado hasta ahora muestra unas cifras optimistas, por ejemplo, en 2019 el mercado organizado negoció el 14,6% de la demanda nacional de gas en toda su oferta de productos.

EL MERCADO ORGANIZADO NEGOCIÓ

en toda su oferta de productos el

14,6%

de la demanda nacional de gas en 2019

Sobre el modelo de funcionamiento del Mercado Ibérico del Gas Natural

Sobre los productos, sesiones y tipos de negociación /

Productos

La negociación actual en el 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).

Cabe destacar que, conforme a la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista, el Gestor de la Red de Transporte (Enagás GTS) participa en el Mercado Organizado de Gas para comprar o vender el gas necesario que le permita realizar sus acciones de balance[2], así como asegurar la viabilidad del sistema gasista. Además, en la plataforma también se adquieren los gases regulados: gas de operación[3], gas talón y gas colchón[4].

Desde el comienzo del Mercado en diciembre de 2015, MIBGAS ofrece en su plataforma 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 Siguiente. Adicionalmente, en marzo de 2019 comenzó a negociarse el producto Fin de Semana[5].

MIBGAS se encarga también de la gestión de la liquidación, facturación, cobros y pagos, y garantías requeridas para la negociación de los productos Intradiario, Diario y Fin de Semana; mientras que, desde marzo y abril de 2019, en el caso de los productos Resto de Mes y Mes Siguiente y para

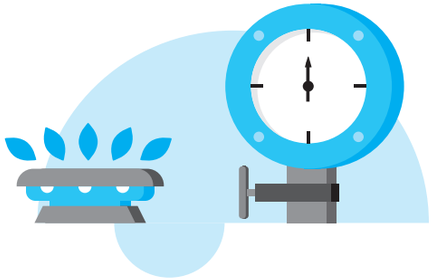
2 La Resolución de 28 de septiembre de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se aprueba el protocolo de detalle PD-18 "Parámetros técnicos que determinan la operación normal de la red de transporte y la realización de acciones de balance en el Punto Virtual de Balance (PVB) por el Gestor Técnico del Sistema", establece la publicación en la página web del Operador del Mercado de los comunicados del Gestor Técnico del Sistema en relación con sus necesidades de realizar ofertas de compra-venta de gas para acciones de balance. Dichas ofertas se podrán realizar en los productos Intradiario y Diario en el mercado continuo.

3 La Resolución de 23 de diciembre de 2015, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se desarrolla el procedimiento de adquisición de gas de operación, establece la adquisición de dicho gas por parte del Gestor Técnico del Sistema en el Mercado Organizado de Gas. De acuerdo a dicha Resolución, el Gestor Técnico del Sistema publicará en su página web el programa semanal de estimaciones de necesidades diarias de gas de operación. Las ofertas las realizará en el producto Diario durante la subasta de apertura.

4 La Resolución de 6 de junio de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban diversas disposiciones sobre el Mercado Organizado de Gas, define el procedimiento de adquisición del gas colchón del almacenamiento subterráneo "Yela" y del gas talón. A su vez, establece la publicación en la página web del Operador del Mercado de las estimaciones de necesidades de adquisición de dichos gases en el Mercado Organizado de Gas.

5 El 1 de marzo de 2019 se introdujeron una serie de mejoras en las Reglas de Mercado, las cuales incluían la ampliación de los horarios de la sesión de negociación, el inicio de la negociación del producto Fin de Semana, la nueva metodología para el cálculo del precio último diario y el paso a cámara de compensación (OMIClear) de los productos Mes Siguiente y Resto de Mes.

6 Las compañías MIBGAS Derivatives y OMIClear han cerrado acuerdos con Arraco Global Markets Ltd, Corretaje e Información Monetaria y de Divisas, S.A. (CIMD), ICAP Energy Limited, Tullett Prebon (Europe) Limited y TC ICAP (Europe) S.A.



En abril de 2018 comienza la negociación de productos físicos no financieros de gas natural a largo plazo

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. Es, en abril del año 2018, cuando se amplía la oferta de productos de gas natural en la plataforma de MIBGAS con la negociación, a través de MIBGAS Derivatives, de 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. La gestión de la liquidación, facturación, cobros y pagos y garantías de estos productos se realiza a través de OMIClear ***(Tabla 1)***.

En enero de 2019, MIBGAS Derivatives comenzó a ofrecer el servicio de registro, compensación y liquidación de transacciones bilaterales (OTC) en toda la curva de futuros de gas natural (desde el producto Resto de Mes hasta el Año+2) con entrega en el Punto Virtual de Balance español (PVB), a través de OMIClear. Este servicio puede realizarse de forma directa por los Agentes, o bien intermediado por brókeres[6] registrados en MIBGAS Derivatives, y sus productos

tendrán la consideración de productos con entrega física, no financieros, y estarán, por tanto, fuera del ámbito de aplicación de la regulación MiFID II.

Además, en el mes de junio de 2019, MIBGAS Derivatives amplía más su oferta con la incorporación de la negociación de productos *spot* de GNL, Diarios e Intradiarios, en los tanques de la totalidad de plantas de regasificación de España: Barcelona, Bilbao, Cartagena, Huelva, Mugardos y Sagunto. Debe señalarse, que con la entrada en vigor, el 1 de abril de 2020, de la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural, la negociación de dichos productos de GNL se realizará en el Tanque Virtual de Balance (TVB). El TVB reúne el conjunto de plantas de regasificación, donde los usuarios pueden almacenar gas natural licuado y transferir la titularidad del mismo, por lo que se contará únicamente con dos productos: un producto de GNL Intradiario y otro Diario.

Sesiones y tipos de negociación

Los productos de gas natural 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 de gas natural se negocian de lunes a viernes.

La negociación comienza diariamente con una subasta ciega. El periodo de recepción de ofertas de los productos con entrega en PVB es de 8:30 a 9:30h; mientras que para los productos de GNL es de 10:00 a 11:00h. Una vez finalizada, 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 [7] que empieza a continuación.

Tabla 1
Productos actualmente negociados en plataforma

MIBGAS	MIBGAS Derivatives Plazo	MIBGAS Derivatives Spot
Producto Intradiario	Producto Mes (M+2, M+3)	Producto GNL Intradiario
Producto Diario (D+1, D+2, D+3) *	Producto Trimestre (Q+1, Q+2, Q+3, Q+4)	Producto GNL Diario
Producto Fin de Semana	Producto Semestre (S+1, S+2, S+3)	
Producto Resto de Mes	Producto Año (Y+1, Y+2)	
Producto Mes Siguiente		

- Liquidado por MIBGAS
- Liquidado por OMIClear
- Liquidado por MIBGAS Derivatives

** Excepcionalmente, para determinados Días de gas, se podrá ampliar los días de negociación hasta un máximo de seis días (D+4, D+5, D+6).*

En el mercado continuo, las ofertas son casadas a medida que son enviadas. De forma general, al introducir una oferta, esta 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, esta 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.

Plataformas de negociación /

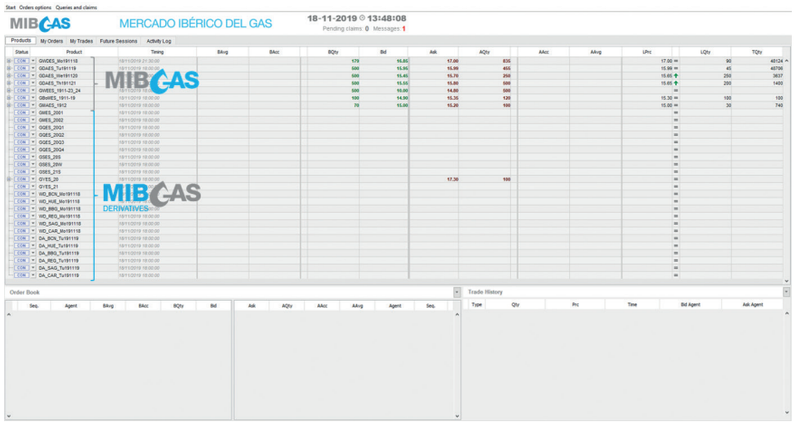
Los Agentes podrán enviar ofertas a los distintos productos listados en la plataforma de *trading* ***(Imagen 1)***, seleccionando el producto de su interés, así como el tipo de oferta que desean introducir (*bid order* en el caso de compra; y *ask order* en el caso de venta). Para ello, la plataforma pone a disposición de los Agentes una plantilla que se abrirá, una vez realizada la mencionada selección, permitiéndoles adjuntar los detalles de su oferta.

Toda oferta casada en MIBGAS da lugar a una transacción firme con todas sus obligaciones

Adicionalmente, los Agentes tienen la opción de negociar a través de la plataforma Trayport ***(Imagen 2)***.

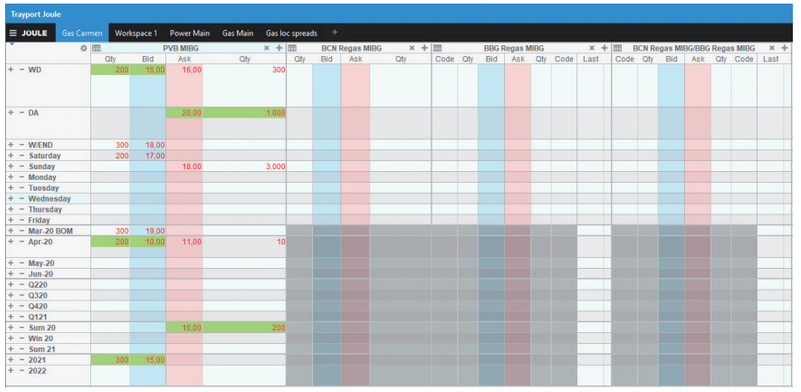
7 Tras la modificación de las Reglas de Mercado introducida en marzo de 2019, el horario de cierre de la sesión de negociación intradiaria (correspondiente a la negociación del producto Intradiario) se amplía hasta las 21:30h, mientras que el de la sesión diaria (correspondiente al resto de productos) se extiende hasta las 18:00h.

Imagen 1
Plataforma de *trading* de MIBGAS



Fuente: MIBGAS.

Imagen 2
Ejemplo de productos de MIBGAS en el módulo Trayport Joule



Fuente: MIBGAS.

Este servicio permite a cualquier Agente de MIBGAS utilizar el módulo de negociación Trayport® Joule Direct para negociar los productos de MIBGAS. Los Agentes podrán gestionar las ofertas tanto por el módulo de negociación actual como por el módulo Trayport Joule en caso de que sean usuarios de Trayport.

Todos los productos que se negocian en MIBGAS están disponibles a través del módulo de Trayport (productos de MIBGAS y de MIBGAS Derivatives).

Los Agentes que accedan al módulo Trayport Joule verán listados todos los productos; sin embargo, aquellos Agentes que solo estén dados de alta en MIBGAS (y no en MIBGAS Derivatives) solo podrán negociar los productos de MIBGAS. Aquellos que, de manera adicional, sean Agentes de MIBGAS Derivatives también podrán negociar los productos de MIBGAS Derivatives.

Para insertar una oferta, el Agente deberá disponer del Límite Operativo correspondiente, es decir, de la cuantía de garantías necesaria para cubrir el valor de las nuevas ofertas que realice el Agente en el Mercado.

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 los Agentes que han perdido la autorización a negociar productos Resto de Mes, Mes Siguiente y los negociados en MIBGAS Derivatives Plazo, por no cumplir todos los requisitos establecidos en sus reglas, siendo la causa más común la falta de garantías.

Todos los productos se pueden negociar en la plataforma de MIBGAS o a través de Trayport

Por último, habida cuenta de que Enagás GTS es responsable del cálculo del balance de los usuarios del sistema gasista, MIBGAS comunica la información de las transacciones[8] de los productos Intradiario, Diario y Fin de Semana 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.
La información de las transacciones realizadas en los productos compensados en cámara es enviada a Enagás GTS por OMIClear.

8 El Operador de Mercado comunica para todos los productos, excepto para el producto Intradiario, la información de las Prenotificaciones y Notificaciones al finalizar la Sesión de Negociación Diaria. En el caso del producto Intradiario, las Notificaciones se enviarán durante el desarrollo de la Sesión de Negociación y una vez finalizada. No obstante, con la entrada en vigor, el 1 de abril de 2020, de la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural, las Notificaciones del producto Intradiario y las Prenotificaciones del resto de productos se enviarán en tiempo real. Las Notificaciones de todos los productos, excepto el producto Intradiario, continuarán enviándose una vez al día al finalizar la sesión.

MIBGAS es la primera plataforma en España basada en transacciones anónimas, con productos estándares y con garantías para negociar iguales para todos los Agentes

Sobre los 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 Intradiario, Diario y Fin de Semana, 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 Intradiario, Diario y Fin de Semana de MIBGAS, los Agentes deben disponer de garantías suficientes formalizadas ante el Gestor de Garantías[9]. 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.

En el caso de los productos negociados en el segmento MIBGAS Derivatives Spot, los Agentes deberán contar con garantías suficientes formalizadas ante MIBGAS Derivatives. En este caso, la garantía inicial exigida en el proceso de alta es de 2.000 €. Además, para realizar operaciones de compra, el Agente deberá contar con garantías suficientes equivalentes al valor total de la oferta o de la transacción.

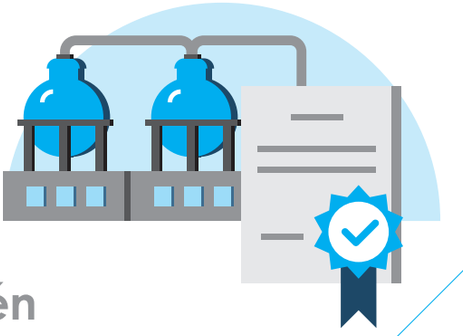
Tanto MIBGAS como MIBGAS Derivatives expiden semanalmente las facturas electrónicas de venta y de compra, por las transacciones de productos que hubieran sido entregados la semana anterior, correspondientes a productos bajo el sistema de garantías.
En dichas facturas, MIBGAS y MIBGAS Derivatives figuran como contraparte de las mismas, respectivamente. Los Agentes deudores tienen, por lo general, dos días para realizar el pago; a su vez, MIBGAS y MIBGAS Derivatives pagarán a los acreedores en el día bancario posterior.

Sobre la Entidad de Contrapartida Central (OMIClear) /
MIBGAS Derivatives y OMIClear formalizaron, en noviembre de 2017, un acuerdo de cooperación, de manera que esta última actúa como Entidad de Contrapartida Central (ECC).

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. 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.

9 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.



MIBGAS es también responsable de la gestión de garantías del sistema gasista español

Este servicio se ha extendido, con las mejoras introducidas por los cambios de las Reglas de Mercado de MIBGAS que entraron en vigor el 1 de marzo de 2019, a los productos Resto de Mes y Mes Siguiente.

Sobre el Comité de Agentes del Mercado Organizado de Gas /
El Comité de Agentes (CAM) es un órgano consultivo, que se reúne cada dos meses, y está integrado 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 a sus sesiones otras figuras relevantes del sector, entre las que se encuentran Cores (Corporación de Reservas Estratégicas) y asociaciones de grandes consumidores, entre otras. Entre las funciones de este órgano se encuentran el estar informado del funcionamiento del mercado, así como proponer o informar de nuevas funcionalidades o de nuevas propuestas de Reglas del Mercado Organizado antes de su tramitación con los reguladores.

En 2019 se celebraron las correspondientes 6 sesiones con una asistencia media de 40 Agentes en cada una ellas, convirtiéndose el CAM en un foro de encuentro del sector gasista donde se tratan temas de actualidad y de relevancia para el funcionamiento del sistema gasista ibérico. Es por ello que, en aras de potenciar este tipo de encuentros y de exprimir sus potencialidades, MIBGAS ha aprovechado para, de forma paralela, lanzar iniciativas como *workshops*

El Comité de Agentes se ha convertido en el foro donde abordar temas de actualidad del sistema gasista ibérico

o seminarios temáticos, que aporten un valor añadido a estas citas bimestrales. La primera de estas experiencias tuvo lugar en la sesión del mes de noviembre de 2019 donde, en colaboración con Refinitiv, se celebró un *workshop* bajo el título *LNG outlook: oversupply looms*, en el que Anne Katrin Brevik, Director of LNG Research de Refinitiv, analizó las claves del momento y las perspectivas de futuro del GNL en un año en el que ha sido el gran protagonista en el sector gasista.

Sobre la información pública y reporte a los reguladores /
Cumpliendo escrupulosamente la obligación de transparencia que es uno de los principios que rige en MIBGAS, el Operador del Mercado publica diariamente, en la página web 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).

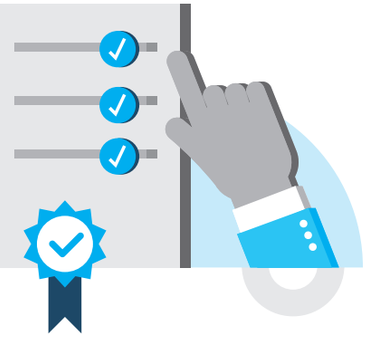
Sobre el Gestor de Garantías /
MIBGAS actúa también como Gestor de Garantías del sistema gasista español, función que está reconocida en el artículo 21.3.m del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso a terceros a las instalaciones del sistema de gas natural, donde se designa a MIBGAS como Gestor de Garantías para la gestión centralizada de las garantías 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, lo que 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 2019, mediante esta figura regulada, la cantidad de 927 millones de euros, depositados por los usuarios del sistema gasista (174 entidades, de las cuales a su vez 105 son Agentes del Mercado Organizado), tanto en avales bancarios (el 94,5% de los instrumentos utilizados por los Agentes), depósitos en efectivo, y seguros de caución.



GESTOR DE GARANTÍAS

MIBGAS gestiona, a cierre del año 2019,

927 M€

depositados por los usuarios del sistema gasista

Se gestionan las garantías de tres actividades clave del mercado: la contratación de capacidad, los desbalances y las garantías del mercado

El mercado del gas en 2019

CAPÍTULO 2

La producción global de gas natural licuado (GNL) durante 2019 se ha manifestado abiertamente superior al crecimiento de la demanda asiática, esta situación de exceso de oferta ha tenido un enorme impacto tanto en los mercados de gas europeos, como en los precios *spot* de GNL

Escenario internacional

Si existe un factor que ha marcado la dinámica internacional del mercado gasista durante 2019, este ha sido el exceso de oferta de gas natural licuado (GNL).

En febrero de 2017, *The Oxford Institute for Energy Studies* publicaba un artículo llamado *"The Forthcoming LNG Supply Wave: A Case of 'Crying Wolf'?"* (Rogers, 2017) que, puesto en valor a principios de 2020 resulta de una increíble actualidad. Concluía el artículo diciendo: "Esto [la capacidad de la demanda asiática para absorber el aumento global de suministro de GNL], a su vez, determinará la escala y la duración del 'exceso' de GNL entre ahora [principios de 2017] y 2021, con implicaciones significativas para Europa y los precios *spot* del GNL".

EXCESO DE PRODUCCIÓN DE GNL

24,9%

Qatar fue el principal país exportador de GNL durante 2018 cubriendo 1/4 de la cuota final

Hoy se puede decir, sin temor ninguno a equivocarse que efectivamente: (1) la producción global de GNL durante 2019 se ha manifestado abiertamente superior a la expectativa de crecimiento de la demanda asiática y (2), esta situación de exceso de oferta ha tenido un enorme impacto tanto en los mercados de gas europeos, como en los precios *spot* de GNL en el mercado internacional.

Exceso de producción de GNL: Australia y Estados Unidos /

En el informe *World LNG Report 2019* (International Gas Union, 2019b) se indicaba que Qatar, con el 24,9% de la cuota total, fue el principal país exportador de GNL durante 2018, seguido de cerca por Australia con una cuota del 21,7%; en tercera posición, a bastante distancia, se encontraba Malasia con el 7,7% del total, y Estados Unidos en cuarta con el 6,7%.

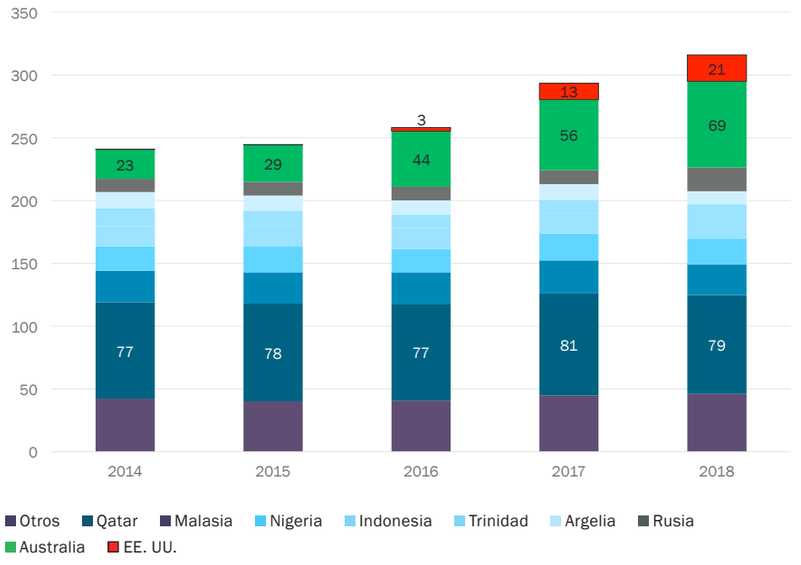
Conviene poner en contexto las anteriores cifras para poder entender cómo la irrupción de dos nuevos actores, como son Australia y Estados Unidos, ha cambiado el tablero global de GNL en un espacio de tiempo relativamente corto *(Gráfico 1)*. En 2014 Australia exportaba 23 Mt[10] de GNL, en 2018 esa cifra se multiplicó por tres, alcanzando los 69 Mt de GNL. El caso de Estados Unidos es aún más llamativo; recuérdese que, hasta la popularización a principios del siglo XXI de la extracción de gas natural a través de fractura hidráulica, Estados Unidos era un país tradicionalmente importador de gas natural. Si durante 2014 y 2015 las exportaciones estadounidenses alcanzaban la testimonial cifra de 0,3 Mt de GNL, en 2016 esa cifra se multiplicó por diez, llegando a las 3 Mt de GNL, multiplicándose nuevamente por siete en el transcurso de dos años, exportándose en 2018 más de 21 Mt GNL.

Analizando en detalle el destino de las exportaciones de Qatar en 2019 *(Gráfico 2)* se observa como las dirigidas al noroeste de Asia (China, Japón, Corea del Sur y Taiwán) descendieron en 2019 un 15%, mientras las destinadas a Europa aumentaron un 39%.

Debido al *shale* gas, Estados Unidos ha pasado de ser un país importador a exportador de gas natural

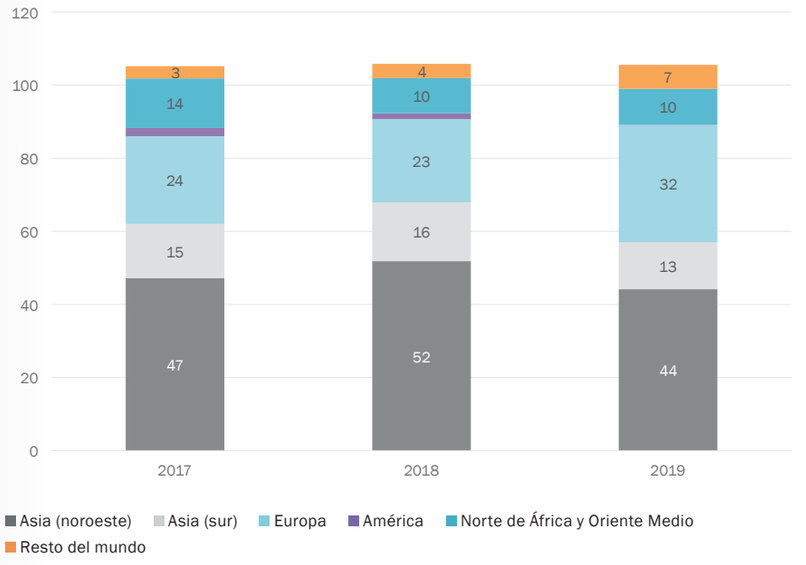
10 Véase Anexo: Unidades.

Gráfico 1
Exportación anual de GNL por países productores 2014-2018 (en Mt de GNL)



Fuente: International Gas Union, MIBGAS.

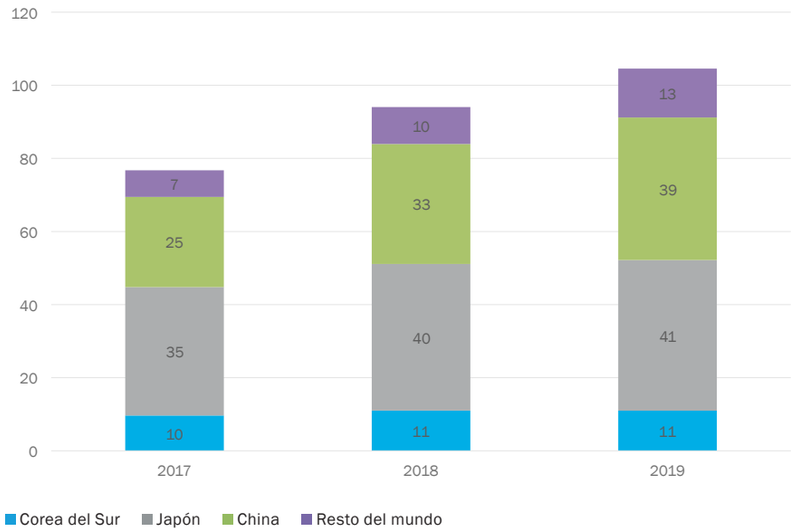
Gráfico 2
Exportación anual de GNL de Qatar por destino 2017-2019 (en bcm)



Fuente: Eikon, MIBGAS.

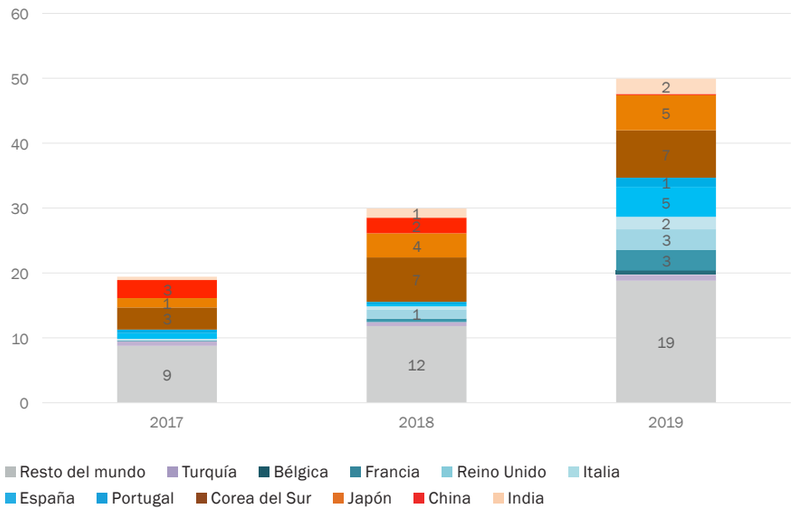
Por otro lado, aunque aún no existen datos oficiales confirmados, se estima que el pasado año 2019 fue el primero en el que Australia superó a Qatar como el mayor exportador de GNL del mundo (EnergyQuest, 2020).

Gráfico 3
Exportación anual de GNL de Australia por destino 2017-2019 (en bcm)

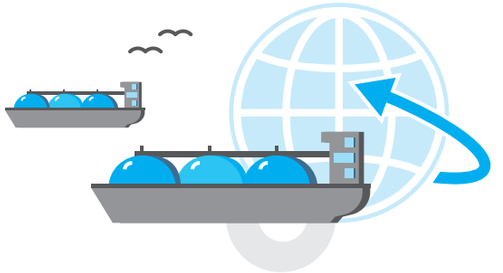


Fuente: Eikon, MIBGAS.

Gráfico 4
Exportación anual de GNL de Estados Unidos por destino 2017-2019 (en bcm)



Fuente: Eikon, MIBGAS.



La producción australiana, que tiene como principal destino Asia, aumentó un 9% en 2019 respecto a 2018

La producción australiana, que tiene como principal destino Asia, aumentó un 9% en 2019 respecto 2018, el 87% del total de las exportaciones de GNL australianas se dirigieron a países situados al noroeste del continente como son China o Japón *(Gráfico 3).*

Por último, Estados Unidos *(Gráfico 4)* durante 2019 consolida su crecimiento. Si en 2018 aumentó sus exportaciones un 54% respecto a 2017, en 2019 mejora esta cifra incrementando las exportaciones de GNL un 67% respecto al año anterior. Cabe mencionar dos hechos reseñables ocurridos en 2019 en relación a los países de destino del GNL estadounidense: el primero, sobre cómo la guerra comercial y las sanciones entre Estados Unidos y China han repercutido de manera directa en las exportaciones a este país asiático, siendo prácticamente inexistentes en 2019, lo que también puede leerse como un mayor potencial exportador de Estados Unidos si en un futuro cercano se normalizan las relaciones comerciales entre las dos potencias; y el segundo sobre cómo, al igual que Qatar, el GNL estadounidense ha encontrado un destino preferente en Europa durante 2019. Así, si en 2018 apenas 3 bcm de gas proveniente de Estados Unidos acabaron en Europa, en 2019 se multiplicó por cinco esa cifra, superando las exportaciones al continente europeo los 15 bcm, particularmente con dirección a España (5 bcm), país con el que tiene contratos a largo plazo con las principales comercializadoras (Cheniere, 2014).

Estados Unidos tiene la firme intención de convertirse en el protagonista mundial del GNL, y para lograr este objetivo disponer de capacidad de licuefacción suficiente resulta clave.

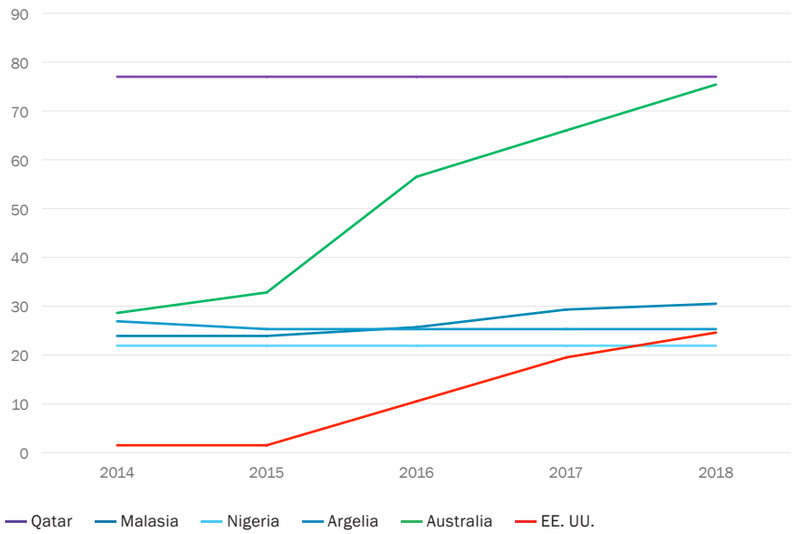
Estados Unidos tiene la intención de convertirse en el protagonista mundial de GNL y, para ello, la clave será el disponer de capacidad de licuefacción suficiente

Hasta 2016 Estados Unidos no disponía en la práctica de capacidad de licuefacción *(Gráfico 5).* Para 2018 estaba al nivel de países tradicionalmente exportadores de GNL como Argelia o Nigeria.

En 2019, tal y como indica el *Annual Energy Outlook 2020* (U.S. Energy Information Administration, 2020), *"Tres plantas de licuefacción de GNL entraron en funcionamiento, lo que eleva el número total a seis. Además, dos nuevos proyectos de GNL llegaron a decisiones finales de inversión comenzando su construcción en 2019. Se espera que todas las instalaciones de licuefacción de GNL y las expansiones actualmente en construcción se completen para 2025."* *(Gráfico 6).*

Gráfico 5

Capacidad nominal de licuefacción 2014-2018 (en Mt anuales de GNL)



Fuente: International Gas Union, MIBGAS.

EXPORTACIÓN DE GNL A NIVEL GLOBAL

MÁS DE

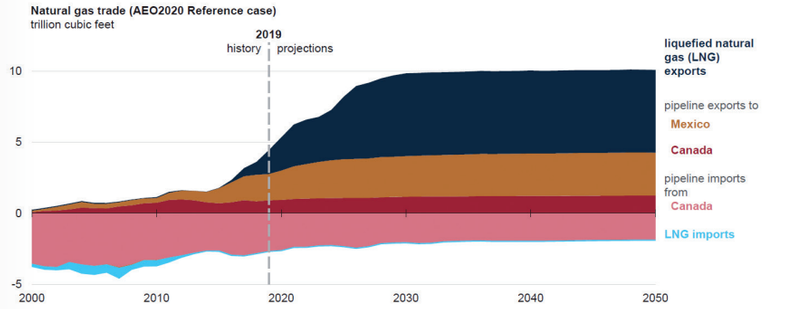
300Mt

Durante el año 2018

De esta forma, Estados Unidos dispondría de una capacidad de licuefacción superior a Qatar para 2025 *(Gráfico 7),* por lo que no solo Australia y Qatar podrían exportar entre 75-80 Mt de GNL al año, sino también Estados Unidos. Téngase en cuenta que en 2018 se exportaron más de 300 Mt de GNL a nivel global. Solo la capacidad de licuefacción combinada de Qatar, Australia y Estados Unidos para 2025 superará los 240 Mt de GNL anuales.

Gráfico 6

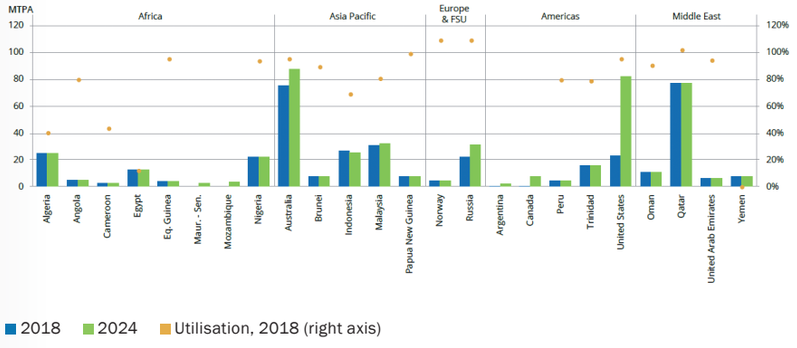
Estimación 2020-2050 de las importaciones y exportaciones de gas natural y GNL en Estados Unidos (en trillones de pies cúbicos)



Fuente: U.S. Energy Information Administration.

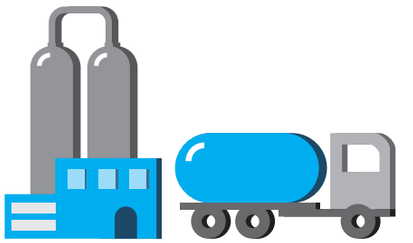
Gráfico 7

Estimación de la capacidad de licuefacción 2018-2024 por país (en Mt anuales de GNL). Utilización de la capacidad de licuefacción en 2018 por país (en %)



Fuente: International Gas Union, MIBGAS.
Nota: la capacidad de licuefacción mostrada solo incluye proyectos ya en construcción o ya aprobados, los cuales se espera que estén en funcionamiento en 2024.

Europa se consolida en 2019 como el refugio del excedente global de GNL tras la bajada de la demanda registrada en Asia



Importaciones de GNL: de Asia a Europa /

La estrategia exportadora de Australia primero y Estados Unidos después –a la que se ha hecho referencia en el apartado anterior– se basa en la previsión de una creciente demanda importadora de GNL, particularmente del mercado asiático. La demanda del conjunto de países de Asia (Japón, China, Corea del Sur y Taiwan) supuso en 2018 más del 60% del total de importaciones de GNL a nivel global (International Gas Union, 2019b): Japón el 25%, China el 17%, Corea del Sur el 14% y Taiwan el 5%. En particular, destaca el crecimiento interanual chino: del 35% en 2016, del 47% en 2017 y del 39% en 2018, casi triplicando su volumen importador en el periodo 2015-2018 *(Gráfico 8).*

Sin embargo, durante 2019 la demanda asiática no tuvo el crecimiento esperado. De hecho, no solo no creció, sino que se redujo el volumen importado de GNL respecto a 2018 un 1% (China pese a crecer un 13% interanual en 2019 ha estado muy alejado de los valores de años anteriores y no ha podido compensar las caídas de Japón y Corea del Sur). En este contexto, con una demanda asiática de GNL decreciente y una producción global creciente, el exceso se ha dirigido a Europa, lo que ha provocado que las importaciones europeas de GNL aumentasen un 68% entre 2018 y 2019 *(Gráfico 9).*

Esta dinámica del mercado internacional del GNL que encuentra Europa como refugio del excedente global se consolidó en 2019, pero es a partir del cuarto trimestre de 2018 cuando se produce el cambio de tendencia. Hasta octubre de 2018, las importaciones de GNL europeas oscilaban en un rango de entre 4 y 6 bcm. Para enero de 2019 este nivel había aumentado hasta los 10 bcm y pese a un retroceso de las importaciones coincidiendo con la época estival europea (tercer trimestre de 2019), Europa acaba el año 2019 con importaciones mensuales de más de 13 bcm.

IMPORTACIONES EUROPEAS DE GNL

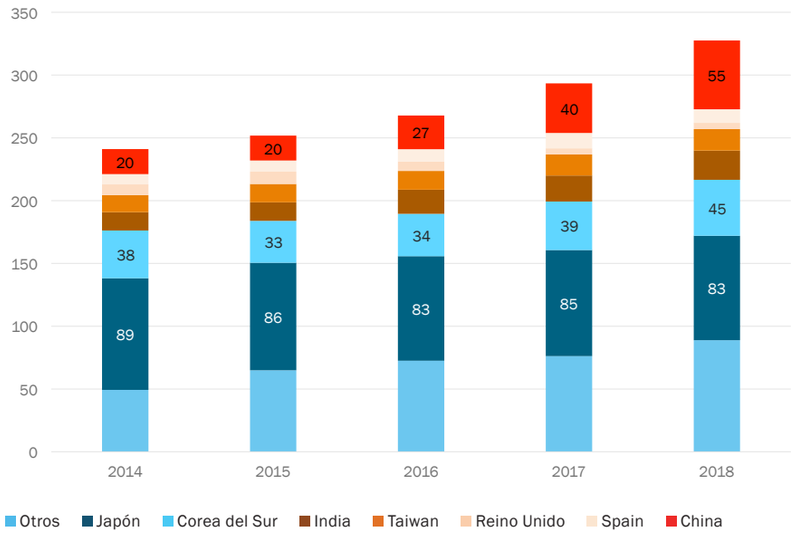
68%

de aumento entre 2018 y 2019

Europa acaba el año 2019 con importaciones mensuales de GNL de más de 13 bcm

Gráfico 8

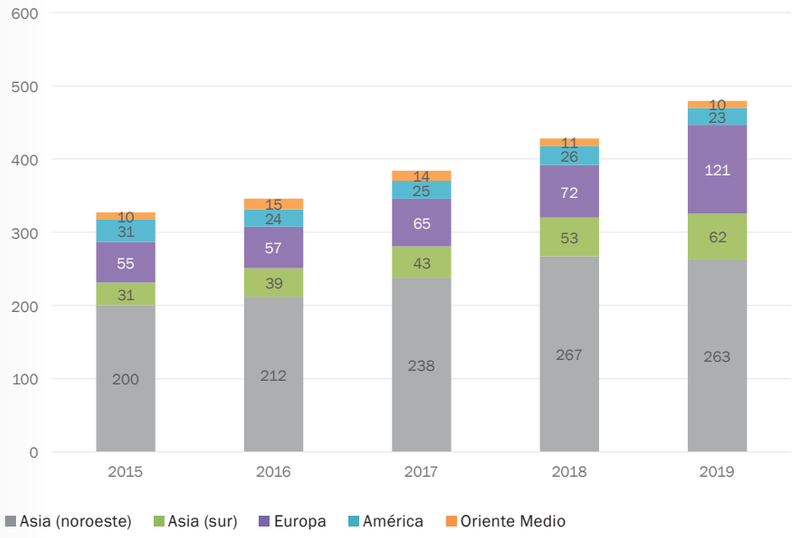
Importación anual de GNL por país 2014-2018 (en Mt de GNL)



Fuente: International Gas Union, MIBGAS.

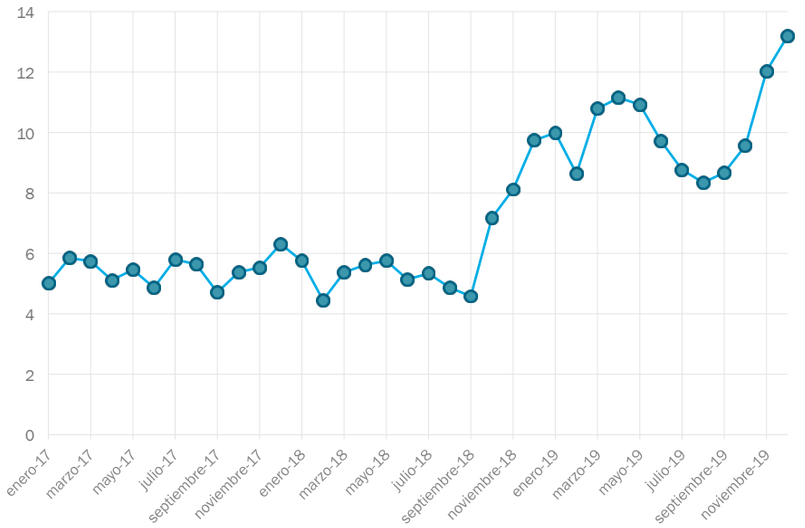
Gráfico 9

Importación anual de GNL por área geográfica 2015-2019 (en bcm)



Fuente: Eikon, MIBGAS.

Gráfico 10
Importación mensual de GNL a Europa 2017-2019 (en bcm)



Fuente: Eikon, MIBGAS.

En 2018, los cuatro principales países europeos importadores de GNL fueron: España (cuota global del total importado del 3,3%), Francia (2,6%), Italia (1,9%) y Reino Unido (1,9%). En 2019, los cuatro países experimentaron un extraordinario crecimiento de las importaciones de GNL: España importó un 44% más de GNL en 2019 que en 2018, Italia un 60% más, Francia un 68% más (estimándose que ha superado a España como principal importador europeo) y Reino Unido ha tenido un espectacular crecimiento del 158% *(Gráfico 11).*

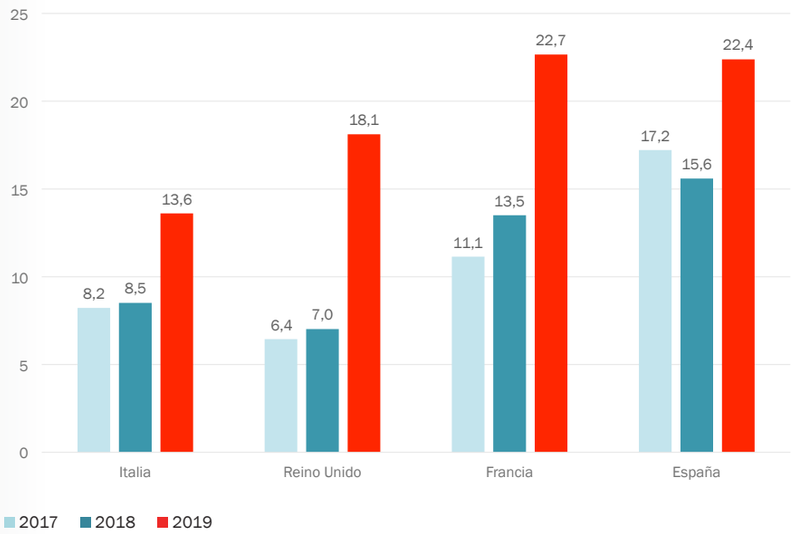
Como se observa en el *Gráfico 12,* desde octubre de 2018 hasta finales de 2019, con la excepción del verano de este último año donde es España el destino preferente del excedente GNL global, Reino Unido se convierte en un importante agente receptor de gas natural licuado. Tal es así que mientras en diciembre de 2017 las importaciones de GNL británicas no alcanzaban los 0,5 bcm, dos años después, en diciembre de 2019, estas sobrepasaban los 2,8 bcm (superando ese mes tanto las importaciones de España como las de Francia).

ESPAÑA IMPORTÓ UN

44%

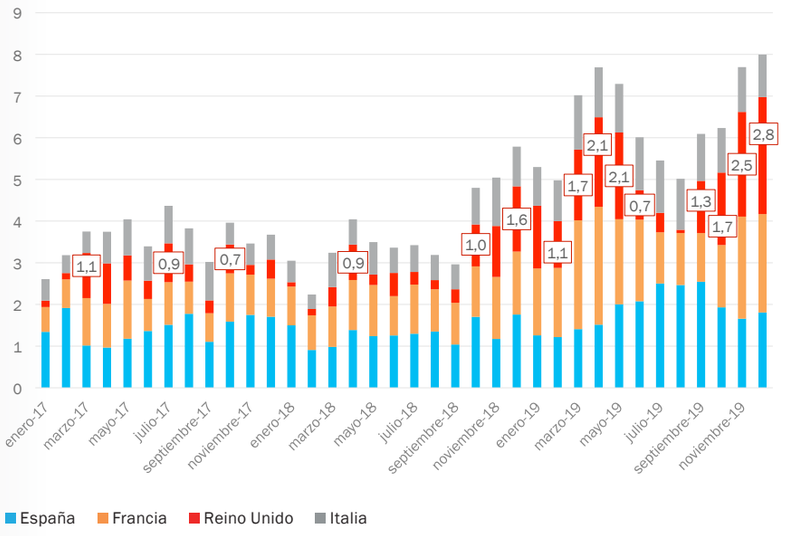
más de GNL en 2019

Gráfico 11
Importación anual de GNL a Italia, Reino Unido, Francia y España 2017-2019 (en bcm)



Fuente: Eikon, MIBGAS.

Gráfico 12
Importación mensual de GNL a Italia, Reino Unido, Francia y España 2017-2019 (en bcm)



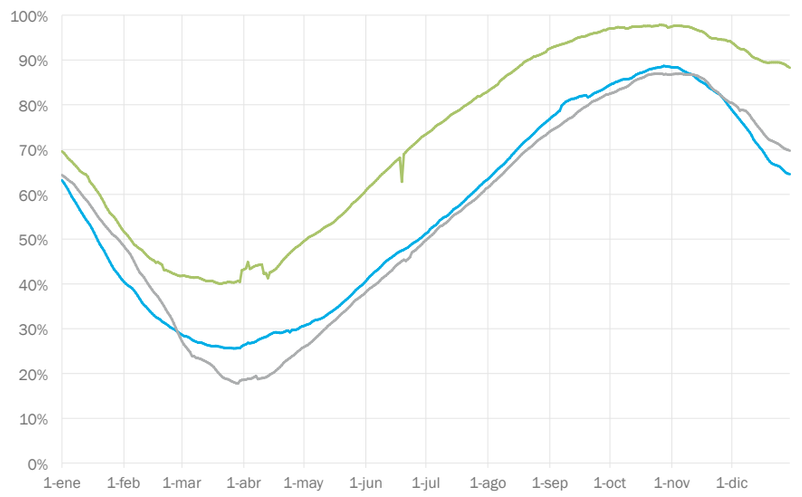
Fuente: Eikon, MIBGAS.

La primera consecuencia lógica de esta ola de llegadas de GNL a Europa a partir del cuarto trimestre de 2018 fue el aumento del gas almacenado *(Gráfico 13).* El porcentaje promedio anual de llenado de los almacenamientos europeos en 2019 fue 17 puntos porcentuales superior a 2018, pasando de un promedio del 55% en 2018 (en 2017 fue del 56%) a un 72% en 2019.

Tal y como se ha comentado anteriormente, durante los meses de verano de 2019 (tercer trimestre del año), España se convierte en el destino preferente del excedente de GNL global. Si durante los meses de julio, agosto y septiembre de 2018 España importó 1,2, 1,3 y 1,1 bcm respectivamente, en 2019 estos valores aumentaron más de un 100% alcanzando los 2,5 bcm en julio, 2,4 bcm en agosto y los 2,7 bcm en septiembre *(Gráfico 14).*

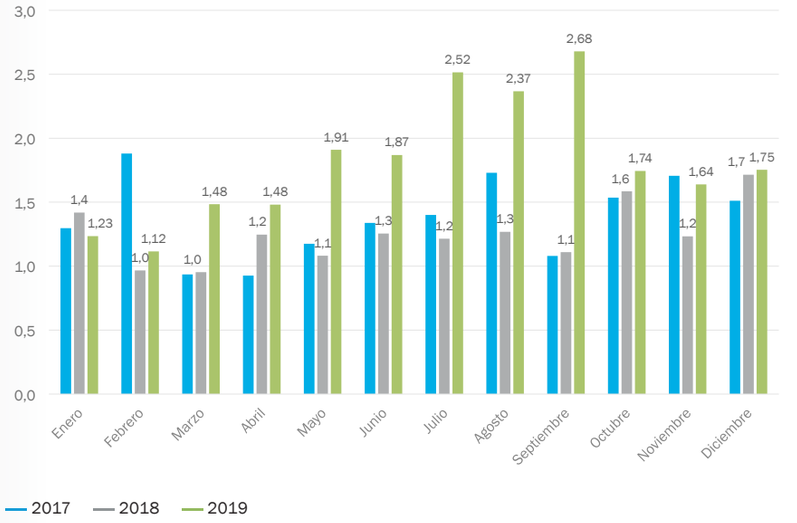
Consecuencia de esto, durante los meses de septiembre, octubre y noviembre, los tanques de almacenamiento de GNL en plantas de regasificación superaron el 80% de llenado en promedio mensual *(Gráfico 15),* llegando los tanques a superar el 95% de capacidad ciertos días.

Gráfico 13
Nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos en Europa 2017-2019 (en %)



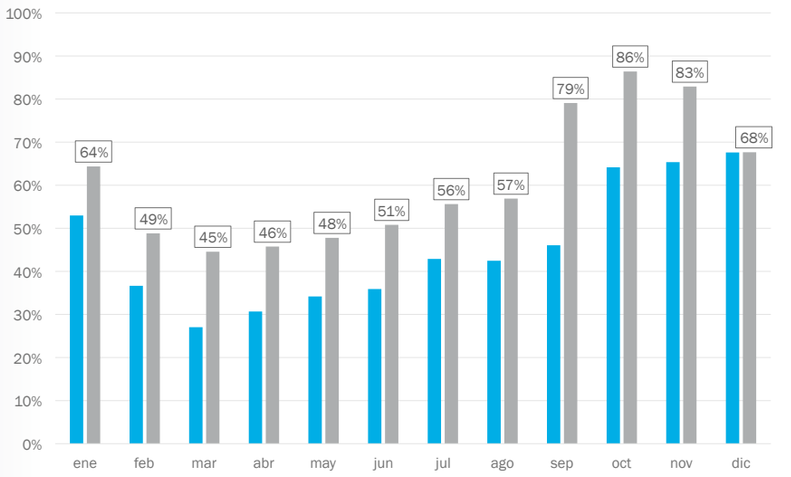
Fuente: Gas Infrastructure Europe.

Gráfico 14
Importación mensual de GNL a España 2017-2019 (en bcm)



Fuente: Eikon, MIBGAS.

Gráfico 15
Nivel mensual de llenado de tanques de GNL en plantas de regasificación españolas 2018-2019 (en %)



Fuente: Enagás.

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DEL GNL EN ASIA

60%

de pérdida de su valor desde principios de octubre de 2018 hasta finales de marzo de 2019

11 Diferencia entre el precio del GNL entregado en destino y el coste de la materia prima, la licuefacción y el envío.

Impacto del exceso de oferta global en el precio de GNL /
Si se analiza la evolución del precio del GNL en Asia *(Gráfico 16)* se encuentra que en seis meses pierde el 60% de su valor, desde los 32,57 €/MWh de principios de octubre de 2018 hasta los 13,38 €/MWh de finales de marzo de 2019. Resulta llamativo cómo el exceso de oferta que provoca esa caída de precio en Asia encuentra en Europa *(Gráfico 10),* un nuevo destino durante el mismo periodo.

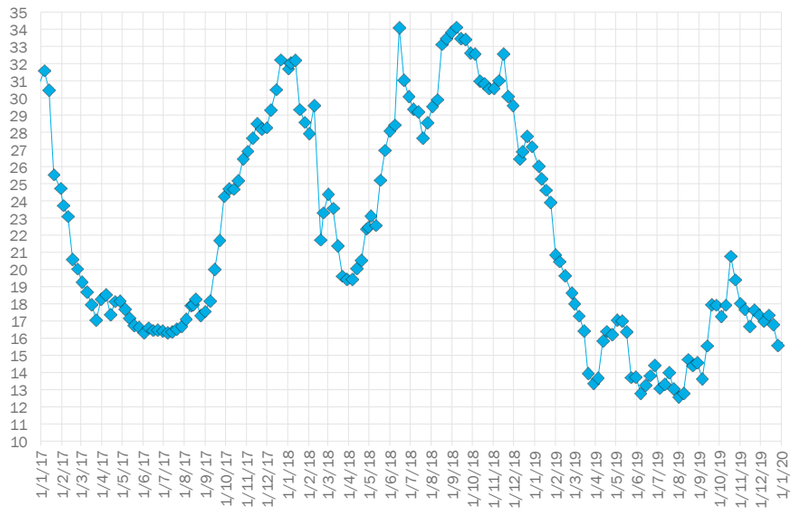
Que Europa se convirtiese en el destino preferente del exceso de GNL global no fue casualidad; simplemente el GNL, ante un mercado asiático desbordado de oferta, se redirigió hacia aquella demanda que más valoraba el activo y hacia donde más rentable resultaba su envío.

Compárese el *netback*[11] de la planta de licuefacción estadounidense Sabine Pass *(Gráfico 17)* con el *Gráfico 10* antes referido donde se muestran las importaciones europeas de GNL (téngase en cuenta que desde la negociación del GNL en metaneros sin destino prefijado hasta su entrega transcurren entre 30 y 60 días) como se observa, la caída de precio del GNL asiático a partir de octubre de 2018 provoca que sea más competitivo enviar GNL estadounidense a Europa que a Asia.

Lo anterior se manifiesta de manera notable en cómo la diferencia de *netback* entre Reino Unido-España y Japón (en general entre Europa y Asia) durante los meses de febrero y marzo de 2019, se traduce en un importante aumento de las importaciones de GNL europeas dos meses después en marzo, abril y mayo de 2019. De igual forma, la falta de rentabilidad europea en comparación con Japón a partir de abril se manifiesta en una reducción de las importaciones entre junio y octubre de 2019, para volver en los últimos meses del año, coincidiendo una vez más con el aumento de la diferencia de *netbacks* entre cuencas.

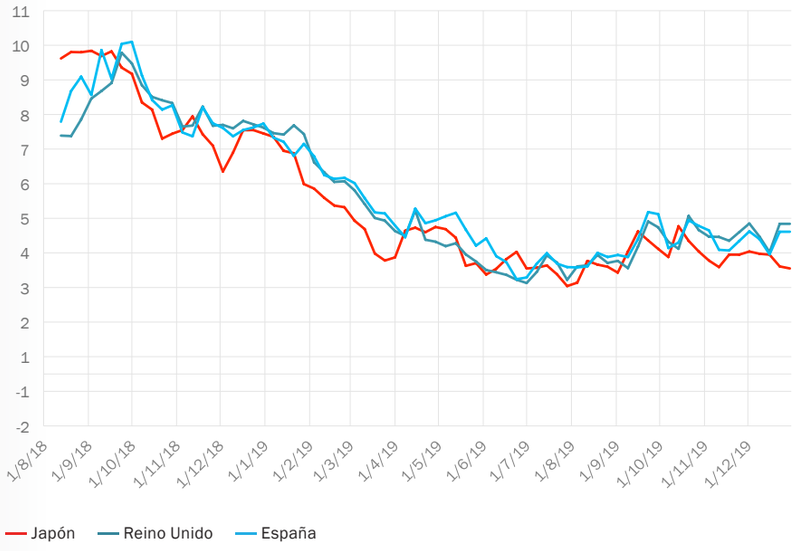
Desde octubre de 2018 y hasta marzo de 2019, el GNL de Asia perdió el 60% de su valor

Gráfico 16
Precio *spot* de GNL en Asia 2017-2019 (en €/MWh)



Fuente: Eikon, MIBGAS.

Gráfico 17
Netback con origen planta de licuefacción Sabine Pass (Estados Unidos) destino Japón, Reino Unido y España (en $/MMBtu)



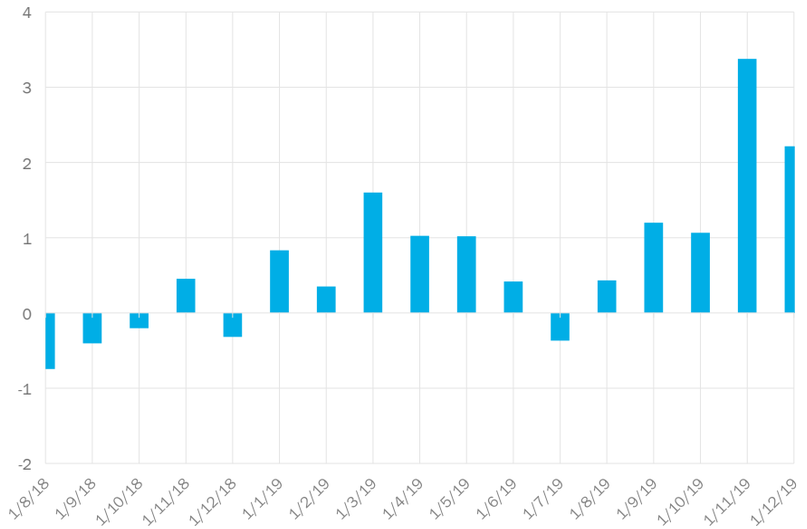
Fuente: Eikon, MIBGAS.

El *Gráfico 17* además explicaría la enorme llegada de GNL a España durante el verano de 2019 mostrada en el *Gráfico 14.* Como se observa, entre finales de abril y principios de junio, el *netback* con destino España, no solo es superior al japonés, sino también al británico, lo que se traduciría en llegadas en uno o dos meses después, es decir entre julio y septiembre.

El *Gráfico 18* hace referencia a un índice de elaboración propia que pretende mostrar la tendencia de las exportaciones de GNL provenientes de Estados Unidos (positivo: se dirigieron a Europa por encima del promedio esperado; negativo: se dirigieron a Asia)[12]. Como se ha indicado en el párrafo anterior, y tal y como muestra el *Gráfico 18,* los meses de marzo, abril y mayo son positivos (una mayor tendencia de exportar hacia Europa por parte de Estados Unidos), resultado del diferencial de *netback* favorable a Europa durante febrero y marzo. Igual ocurre de manera muy reseñable los últimos meses del año, coincidiendo con el aumento de la diferencia de *netbacks* entre cuencas.

Realizando el análisis de *netback* anterior para Qatar *(Gráfico 19),* el gran exportador que arbitraría entre Europa y Asia debido a su situación geográfica, se encuentra que durante 2019 existe

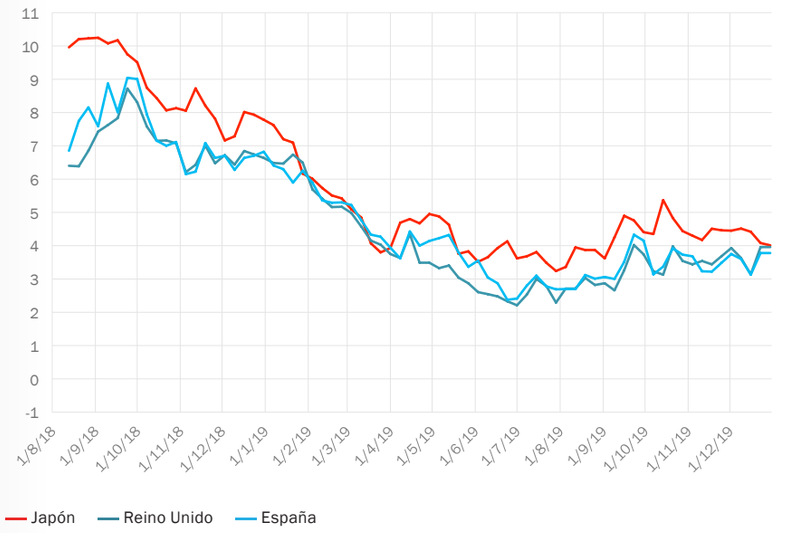
Gráfico 18
Diferencia mensual entre el ratio de exportación de Estados Unidos a Europa y su promedio 2017-2019 y el ratio de exportación de Estados Unidos a Asia y su promedio 2017-2019 (en número de veces)



Fuente: Eikon, MIBGAS.

La caída de precio del GNL asiático a partir de octubre de 2018 provoca que sea más competitivo enviar GNL estadounidense a Europa que a Asia

Gráfico 19
Netback con origen Qatar destino Japón, Reino Unido y España (en $/MMBtu)



Fuente: Eikon, MIBGAS.

12 Para cada mes m, el Índice I(m) = [Exportaciones de Estados Unidos a países europeos el mes m/promedio de exportaciones mensuales de Estados Unidos a países europeos entre 2017-2019] - [Exportaciones de Estados Unidos a países asiáticos el mes m/promedio de exportaciones mensuales a países asiáticos entre 2017-2019].

Estados Unidos es un ejemplo paradigmático de una dinámica de mercado donde el GNL actúa como un verdadero activo global y se desplaza allá donde se encuentre más valorado

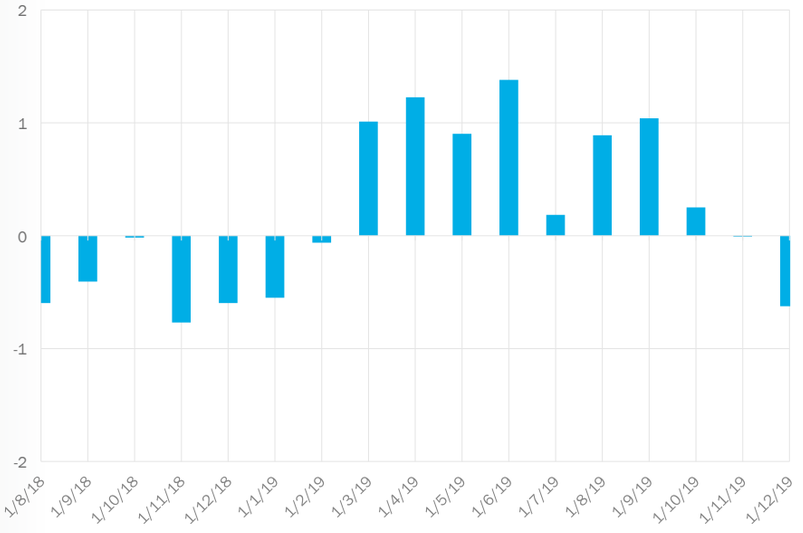
cierto diferencial positivo con destino a Europa entre febrero y marzo, así como a partir de la segunda quincena de mayo destino a España. De lo que se deduciría que las exportaciones sentido Europa provenientes de Qatar deberían aumentar por encima del promedio esperado los meses de marzo, abril y mayo, así como las entregas del GNL adquiridas a finales de mayo, principios de junio, las cuales se entregarían preferencialmente en España durante agosto y septiembre de 2019.

El *Gráfico 20* hace referencia de nuevo a un índice de elaboración propia que pretende mostrar la tendencia de las exportaciones provenientes de Qatar (positivo se dirigieron Europa por encima del promedio esperado, negativo se dirigieron a Asia)[13]. Como se ha indicado en el párrafo anterior, efectivamente los meses de marzo, abril y mayo son positivos, resultado del diferencial de *netback* favorable a Europa durante febrero y marzo, ocurriendo de nuevo esta situación durante agosto y septiembre de 2019.

Estados Unidos resulta un ejemplo paradigmático de esta dinámica de mercado donde el GNL se comporta como un verdadero activo global el cual se dirige allá donde se encuentre más valorado. Tal y como indica el *World LNG Report 2019* (International Gas Union, 2019) *"la mayoría de los proyectos de GNL en Estados Unidos existentes y en construcción, se han estructurado como "instalaciones de peaje", donde los titulares de capacidad de licuefacción venden el GNL a precio indexado a Henry Hub de forma Free on Board (FOB)*[14]*."* Precisamente de este hecho radica la importancia actual de Estados Unidos en el mercado global de GNL. No tanto por su capacidad de producción (aun) sino porque debido a su flexibilidad de destino y compraventa es capaz de adaptarse rápidamente a la dinámica de mercado imperante en ese momento, mucho más que Australia cuyo mercado debido a su situación geográfica se concentra en Asia, o Qatar cuyos contratos en muchas ocasiones siguen teniendo destino prefijado.

Gráfico 20

Diferencia mensual entre la ratio de exportación de Qatar a Europa y su promedio 2017-2019 y la ratio de exportación de Qatar a Asia y su promedio 2017-2019 (en número de veces)



MIBGAS elaboración propia. Datos: Eikon, MIBGAS.

13 Para cada mes m, el Índice I(m) = [Exportaciones de Qatar a países europeos el mes m/promedio de exportaciones mensuales de Estados Unidos a países europeos entre 2017-2019] - [Exportaciones de Qatar a países asiáticos el mes m/promedio de exportaciones mensuales a países asiáticos entre 2017-2019].

14 El vendedor entrega la mercancía «a bordo del buque» designado por el comprador en el puerto de embarque acordado, y por tanto estibado; en ese momento se traspasan los riesgos de pérdida o daño de la mercancía del vendedor al comprador.

En el informe anual *Wholesale Gas Price Survey* (International Gas Union, 2019a), se distinguen varios mecanismos en la formación de precios del gas natural, entre ellos, los dos más importantes son:

OIL PRICE ESCALATION (OPE): donde el precio del gas natural está vinculado a través de un precio base y una cláusula variable a combustibles competidores, generalmente petróleo crudo, gasóleo y/o fuelóleo y, en ciertos casos, al carbón o a la electricidad.

GAS-ON-GAS COMPETITION (GOG): donde el precio está determinado por la interacción de la oferta y la demanda, negociándose en una variedad de períodos diferentes (diarios, mensuales, anuales u otros períodos), en puntos físicos o virtuales. También se incluyen en esta categoría cualquier carga de GNL

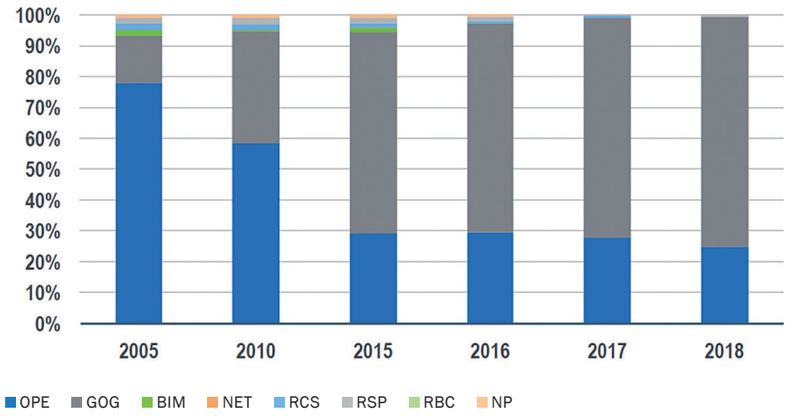
al contado, cualquier contrato que esté vinculado a los puntos de negociación físicos o virtuales, o acuerdos bilaterales en mercados donde hay múltiples compradores y vendedores.

A nivel mundial, en 2018 el porcentaje de gas cuyo precio se determinó vía GOG fue del 47%, siendo mediante OPE el 19%.

En Europa *(Gráfico 21)* sin embargo la proporción GOG alcanzó el 76% (téngase en cuenta que apenas trece años atrás, en 2005, era del 15%), mientras que OPE cae al 24%.

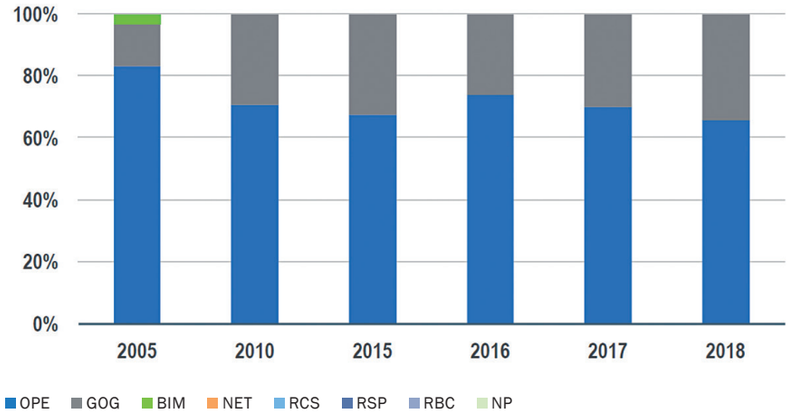
Pese a que la última edición disponible del informe elaborado por la International Gas Union hace

Gráfico 21
Mecanismos de formación de precio de gas natural en Europa 2005-2018 (en %)



Fuente: International Gas Union.

Gráfico 22
Mecanismos a nivel global de formación de precio de GNL en 2005-2018 (en %)



Fuente: International Gas Union.

GOG REPRESENTÓ MÁS DEL

50%

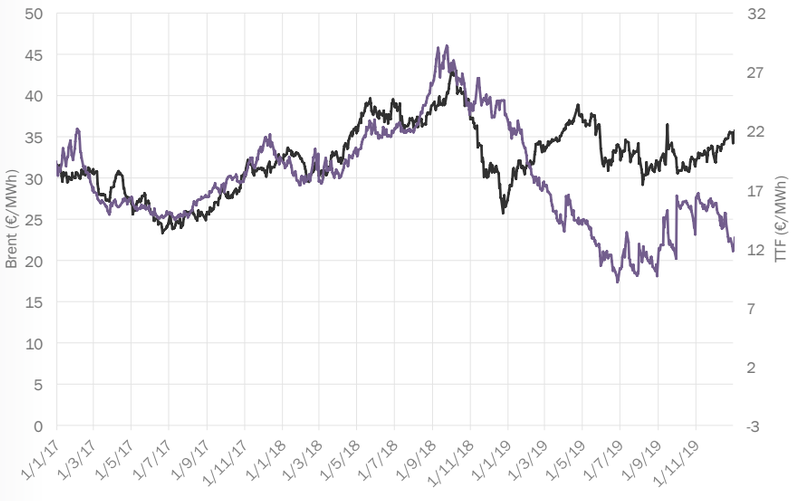
de las importaciones de GNL en Europa en 2018, en comparación con el 33% en 2017

referencia al año 2018 *(Gráfico 22)*, cabe detenerse en los datos relativos a la formación del precio del GNL. International Gas Union indica que: *"En 2018 se ha producido el cambio más significativo en la formación de precio de las importaciones de GNL desde que se realiza la encuesta debido al aumento continuado de las exportaciones de GNL indexado a precios de Henry Hub, pero también por el aumento general en las cargas de GNL al contado. GOG representó más del 50% de las importaciones de GNL en Europa en 2018, en comparación con el 33% en 2017".*

Pese a que habrá que esperar hasta mediados de 2020 para disponer de datos relativos a los mecanismos de formación de precios de 2019, con la evolución observada del mercado de GNL y la mayor cuota de exportaciones alcanzada por Estados Unidos dirección Europa, no es descabellado pensar que el mercado de gas natural, cada vez con mayor intensidad, formará su precio a través de mecanismos de oferta y demanda propios, perdiendo correlación con el petróleo, activo con el que históricamente ha estado indexado.

A modo de ejemplo, en el *Gráfico 23* se observa cómo el TTF (el mercado de gas natural holandés, referencia en Europa) pierde a partir del cuarto trimestre de

Gráfico 23
Cotización del crudo (Brent M+1) y del gas natural en Europa (TTF M+1)



Fuente: Eikon, MIBGAS.

2018 la correlación que históricamente había experimentado con el Brent, índice de referencia en Europa para el crudo. En 2019, por primera vez de manera continuada, la valoración del gas natural en Europa sigue una senda de precios totalmente opuesta al crudo, el día 2 de enero de 2019, el barril de Brent cotiza a 54,91 $ (28,14 €/MWh) y acaba el primer trimestre del año cotizando, el 29 de marzo de 2019, a 68,39 $/barril (35,44 €/MWh), el crudo experimenta un aumento de precio del 25%. Durante el mismo periodo, el TTF cae de 22,53 €/MWh a 14,3 €/MWh, una caída del -37%.

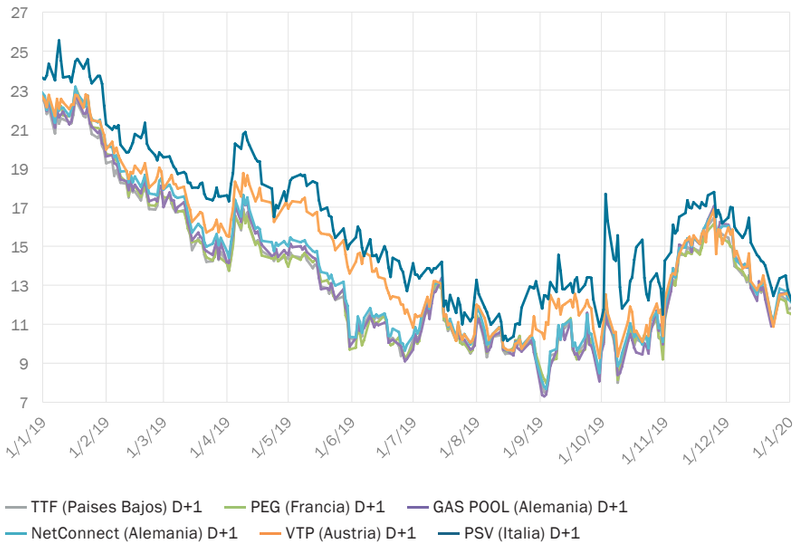
A modo breve se extrae la siguiente conclusión: el aumento de producción de gas natural licuado australiano junto con una demanda asiática más débil de lo esperado hunden el precio del GNL, desplazando el excedente, particularmente de Qatar y Estados Unidos, hacia Europa. Esta dinámica de mercado es posible gracias a contratos de GNL cada vez más flexibles sin destino de descarga prefijado.

Queda preguntarse ahora cómo ha impactado esta situación en los mercados de gas europeos.

El mercado de gas natural en Europa

En 2019 el mercado *spot* de gas natural en Europa *(Gráfico 24)* se ha caracterizado por una caída continuada de precios durante los tres primeros trimestres del año, particularmente y de manera acusada hasta julio de 2019. Si el día 2 de enero de 2019 el producto *spot* D+1 en TTF (mercado de gas holandés, de referencia en Europa) cotizaba a 22,35 €/MWh, el 28 de junio de 2019 lo hacía a 9,3 €/MWh, alcanzando el precio mínimo del año en septiembre (el producto D+1 el día 4 de septiembre de 2019 cotizó a 7,5 €/MWh en el TTF). Noviembre estuvo marcado por una subida de precios generalizada (el producto D+1 el día 25 de noviembre cotizó a 16,05€/MWh en el TTF), subida que se revierte casi en su totalidad a lo largo de diciembre de 2019,

Gráfico 24
Cotización *spot* (D+1) del gas natural en diferentes mercados europeos (en €/MWh)



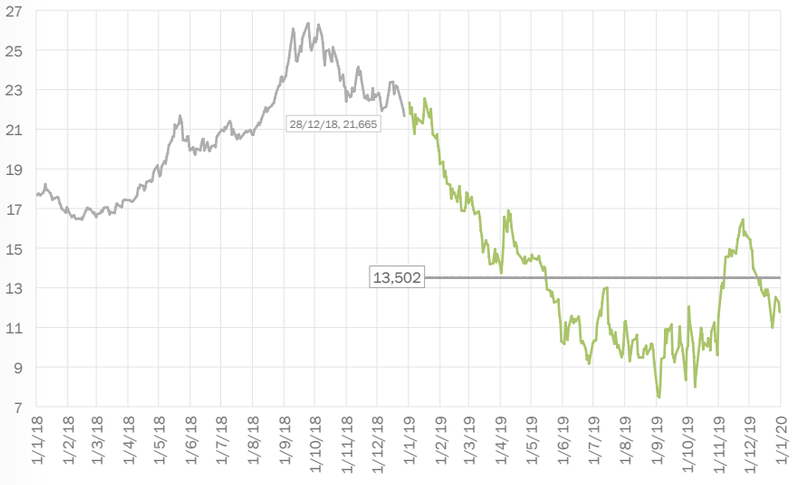
Fuente: Eikon, MIBGAS.

En 2019 el mercado *spot* de gas natural en Europa se ha caracterizado por una caída continuada de precios durante los tres primeros trimestres

por ejemplo, el mercado holandés acaba el año a 11,78 €/MWh.

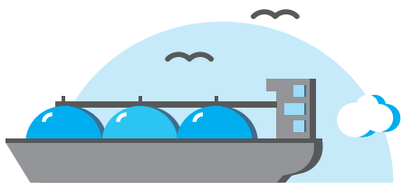
Analizando en detalle el mercado de gas de referencia en Europa, el TTF, se desprende que el mercado no preveía una caída tan sustancial de precio como la que se produjo en 2019. El día 28 de diciembre de 2018, último día de negociación del producto Y+1 con entrega en 2019, este cotizó a 21,67 €/MWh *(Gráfico 25)*, un 66% más caro que el precio *spot* promedio durante ese año, 13,50€/MWh.

Gráfico 25
Cotización del producto TTF Y+1 en 2018 (€/MWh). Cotización del producto TTF D+1 en 2019 (€/MWh)



Fuente: Eikon, MIBGAS.

Si por algo se puede caracterizar 2019, es por haber tenido una alta variación de precio en la curva de futuros de gas natural

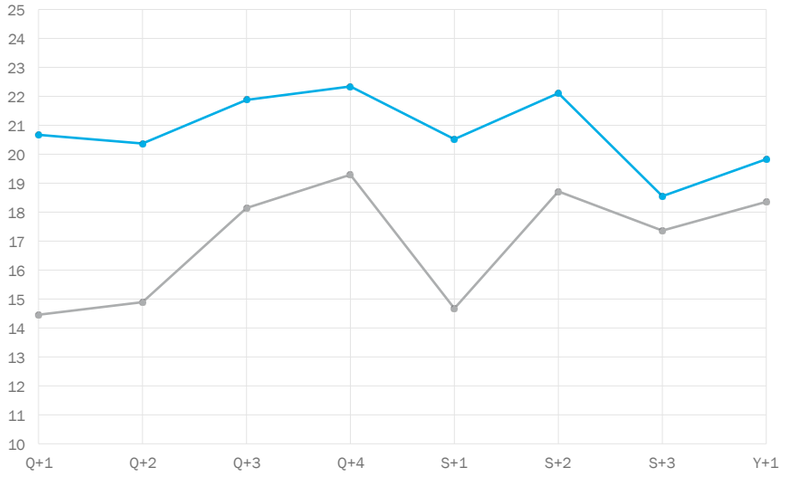


Se puede concluir que la ola de GNL que llegó en 2019, efectivamente pilló por sorpresa a los mercados europeos.

En general, si por algo se puede caracterizar 2019, es por haber tenido una alta variación de precio en la curva de futuros, particularmente durante el primer y último trimestre del año.
A principios de 2019, los cuatro próximos trimestres en el TTF se negociaban todos por encima de los 20 €/MWh.
Sin embargo, a finales del primer trimestre de 2019 ninguno cotizaba por encima de los 20 €/MWh *(Gráfico 26).* El producto con entrega el trimestre siguiente (Q+1) cotizaba en el TTF el día 2 de enero de 2019 a 20,70 €/MWh; para finales del marzo, su precio había caído hasta los 14,46 €/MWh, dejándose el 30% de su valor. En general toda la curva de futuros (desde el Q+1 hasta el Y+1) cayó durante el primer trimestre de 2019 entre un 7% y un 30%.

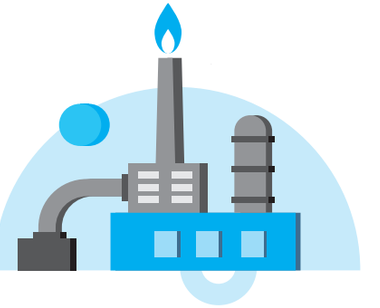
Durante el segundo trimestre de 2019 en el TTF *(Gráfico 27),* a excepción de producto Q+1 que cayó de nuevo un 30% pasando de 14,46 €/MWh a 10,22 €/MWh, la cotización del resto de la curva se mantuvo estable. Cabe reseñar que con este nuevo descenso del producto Q+1, aunque con entregas diferentes, la caída acumulada de este producto entre el 2 de enero de 2019 y el 27 de junio de 2019 supera el 50%.

Gráfico 26
Variación de la cotización de la curva de futuros de gas natural en TTF en el trimestre 1 de 2019 (en €/MWh)



Fuente: Eikon, MIBGAS.

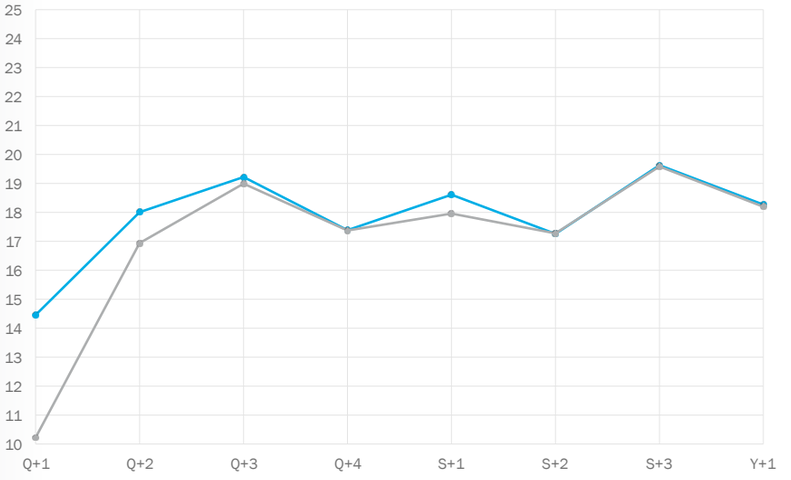
En general, la curva de futuros cayó durante el primer trimestre de 2019 entre un 7% y un 30%



Parece que los mercados de gas en Europa se adaptaban al exceso de GNL global sobre la marcha.

Durante el tercer trimestre de 2019, igual que ocurriera durante el segundo trimestre, la curva de futuros en TTF se mantuvo estable. Cabe mencionar, llegados a este punto, cómo el nivel de importación de GNL a Europa *(Gráfico 10),*

Gráfico 27
Variación de la cotización de la curva de futuros de gas natural en TTF en el trimestre 2 de 2019 (en €/MWh)



Fuente: Eikon, MIBGAS.

El nivel de importación de GNL a Europa y su precio en Asia, junto con el precio *spot* del gas en Europa, estuvieron más relacionados que nunca e impactaron en la curva de futuros en el TTF

el precio del GNL en Asia *(Gráfico 16)* y el precio *spot* del gas en Europa *(Gráfico 24)* estuvieron más relacionados que nunca y cómo estos tres factores impactaron en la curva de futuros en el TTF. De esta forma, durante el tercer trimestre de 2019, el precio del GNL en Asia encuentra soporte y deja de caer, las llegadas de GNL a Europa descienden, el precio del gas en Europa se estabiliza y las curvas de futuros durante este trimestre se mantienen sin grandes variaciones *(Gráfico 28).*

Todo cambia durante el cuarto trimestre de 2019. Lo que se suponía que iba a ser una recuperación de los precios y un descenso de las importaciones de GNL, corrigiendo así la dinámica de mercado previa, acaba siendo una confirmación y casi una repetición del primer trimestre del año *(Gráfico 29).* Si el día 1 de octubre de 2019 el producto Q+1 marcaba en TTF un precio de 18,83 €/MWh y el producto Y+1 se negociaba a 18,08 €/MWh, estos productos acabarían el año con un descenso de su valor del 34% y del 27% respectivamente. El anterior análisis es extensible a todos los productos de la curva.

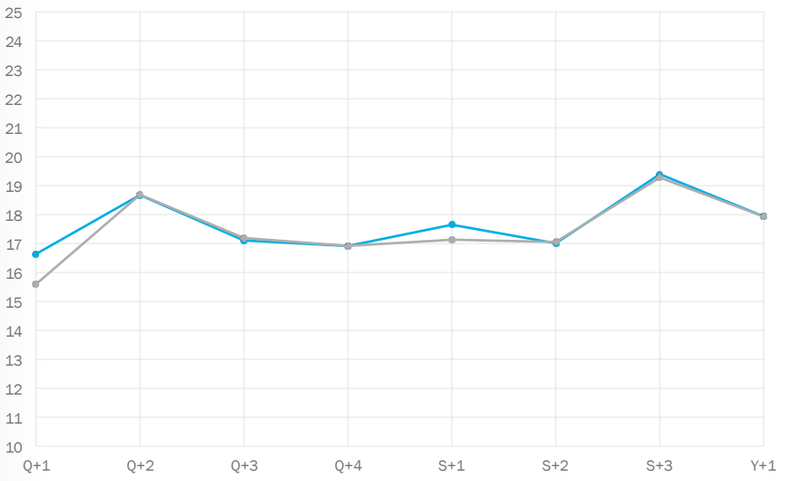
LA COTIZACIÓN DEL PRODUCTO Q+1 CON ENTREGA EN TTF CAERÍA UN

34%

durante el último trimestre de 2019

Gráfico 28

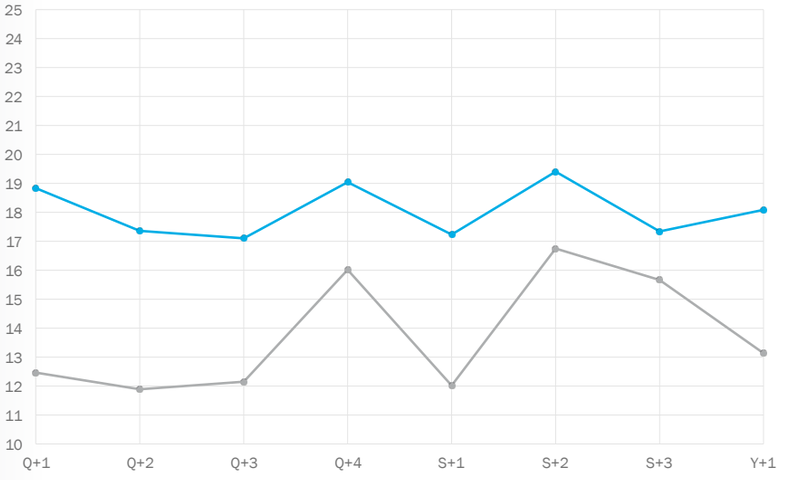
Variación de la cotización de la curva de futuros de gas natural en TTF en el trimestre 3 de 2019 (en €/MWh)



Fuente: Eikon, MIBGAS.

Gráfico 29

Variación de la cotización de la curva de futuros de gas natural en TTF en el trimestre 4 de 2019 (en €/MWh)



Fuente: Eikon, MIBGAS.

En 2019 se registró un aumento de la generación eléctrica por gas

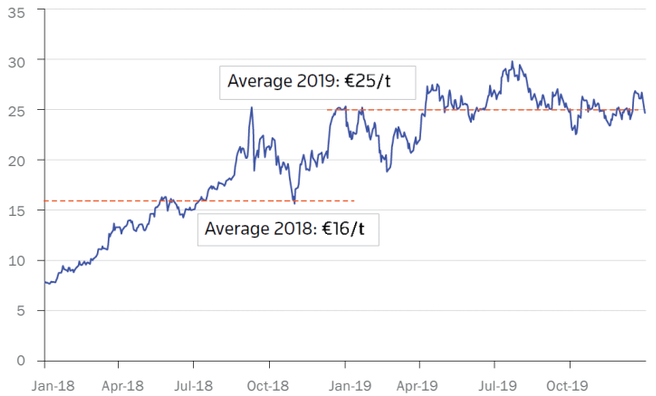
Del carbón al gas en la generación eléctrica europea /

El bajo precio del gas en Europa junto con una revalorización del precio de los derechos europeos de CO_2, los cuales penalizan el uso de centrales térmicas de carbón, tuvo como resultado una mayor generación eléctrica mediante gas durante 2019.

La Reserva de Estabilidad del Mercado (MSR en sus siglas en inglés) fue la principal causa de la subida de precios del CO_2 durante el año. Diseñada para detraer derechos de emisión de las subastas a fin de subsanar el exceso de oferta existente desde 2008. Durante 2019, retuvo cerca del 40% del volumen originalmente planeado para ser subastado (Refinitiv, 2019). De esta forma, de un promedio anual de 16 €/t durante 2018 se pasó a un precio medio en 2019 de la tonelada de dióxido de carbono de 25 euros, un aumento de más del 50% *(Gráfico 30).*

Gráfico 30

Cotización de los derechos de emisión de CO_2 en Europa 2018-2019 (en €/tonelada de CO_2)



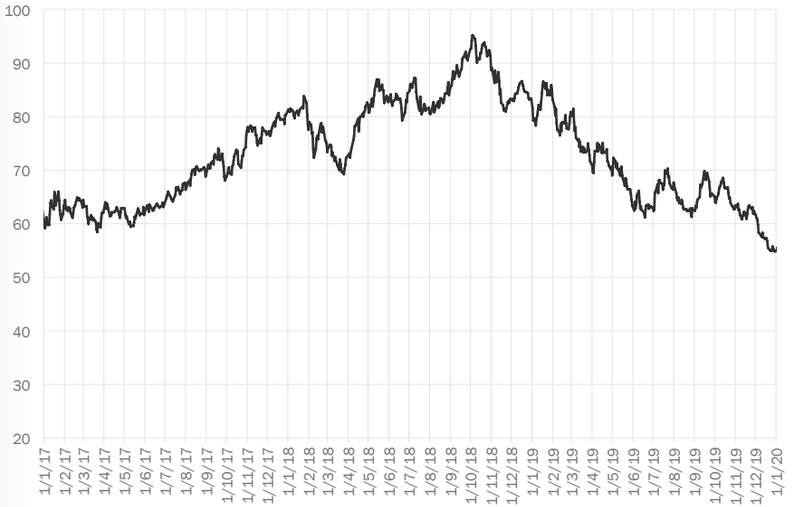
Fuente: Refinitiv.

Pese al descenso del precio del carbón *(Gráfico 31),* cayendo de 95 $/tonelada alcanzados en octubre de 2018 a 55 $/tonelada a finales de 2019 (una caída de más del 40%), la rentabilidad de las centrales eléctricas alimentadas por gas ha sido muy superior a las térmicas de carbón.

Como se observa en el *Gráfico 32,* efectivamente la rentabilidad obtenida de las centrales térmicas alimentadas por carbón *(Clean Dark Spread)* durante 2019

Gráfico 31

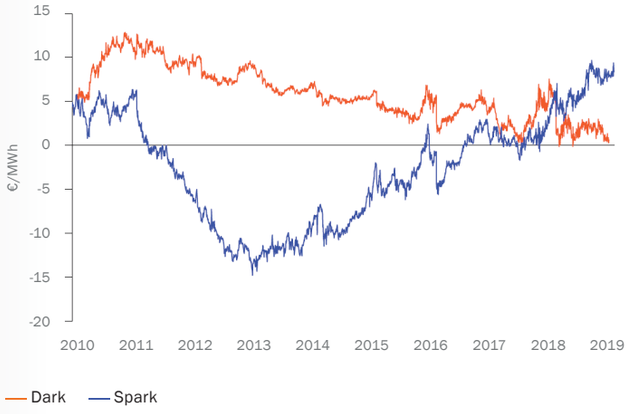
Cotización producto Q+1 del carbón API2 en Europa (en $/tonelada de carbón)



Fuente: Eikon, MIBGAS.

Gráfico 32

Cotización de *Clean Dark Spread* y del *Clean Spark Spread* 2010-2019 (en €/MWh)



Fuente: Refinitiv.

GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE GAS

Aumento interanual en Europa de un

12%

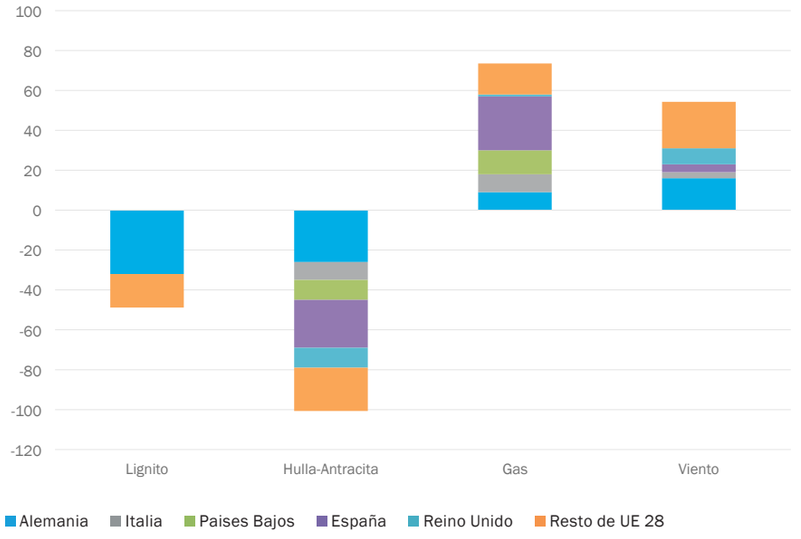
equivalente a +73,5 TWh

ha sido muy inferior a la obtenida por las centrales de ciclo combinado alimentadas por gas *(Clean Spark Spread),* lo que explicaría tanto el enorme incremento en generación eléctrica mediante gas ocurrido en 2019 en Europa, como la gran reducción del uso de centrales térmicas de carbón.

De acuerdo al informe *The European Power Sector in 2019* (Agora Energiewende, 2019) la generación eléctrica mediante gas aumentó en Europa un 12% interanual en 2019 (+73.5 TWh), debido principalmente como ya se ha comentado al aumento de precios del CO_2 que impulsó la competitividad del gas en relación con la generación mediante carbón *(Gráfico 33).* El incremento de generación eléctrica mediante gas en España representó el 37% (+27 TWh) del aumento de la generación mediante gas en toda la UE, seguida de los Países Bajos (+12 TWh), Italia y Alemania (+9 TWh cada una) y Francia (+8 TWh). Juntos, estos cinco países fueron responsables del 88% del aumento en la generación de energía eléctrica mediante gas de toda la UE. La generación eléctrica mediante antracita y hulla cayó un 32% (-101 TWh). Las dos principales causas de este descenso fueron: (1) el crecimiento de las

Gráfico 33

Variación del uso del lignito, la hulla-antracita, el gas natural y el viento en la generación eléctrica europea entre 2018 y 2019 (en TWh)



Fuente: Agora Energiewende, MIBGAS.

El incremento de generación eléctrica mediante gas en España representó el 37% del aumento de la registrada en la UE

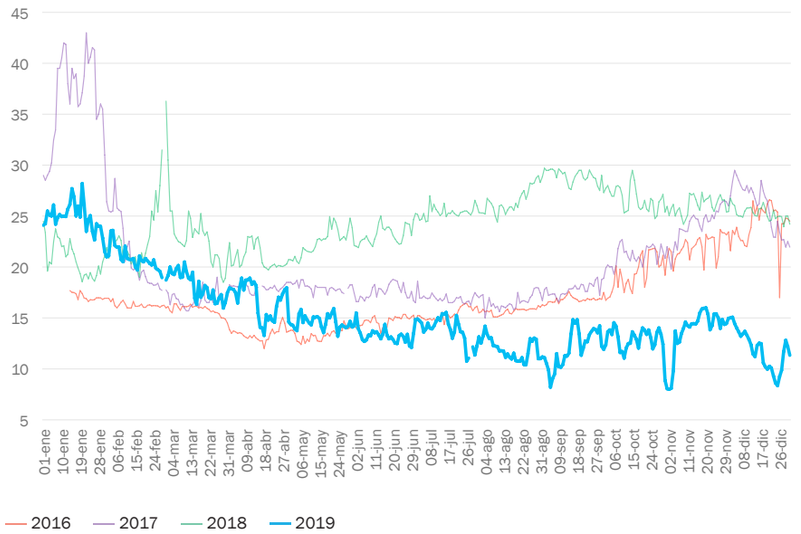
energías renovables y (2) como ya se ha comentado el aumento de los precios del CO_2 que llevó a una mayor generación eléctrica mediante gas. De manera particular cabe destacar la caída de 26 TWh en Alemania, 24 TWh en España, 10 TWh en los Países Bajos y el Reino Unido, y 9 TWh en Italia. Juntos, estos cinco países contribuyeron al 79% de la caída de la generación eléctrica mediante antracita y hulla de la UE. Finalmente, la generación eléctrica mediante lignito (de menor poder calorífico que la antracita y la hulla) cayó un 16% (-49 TWh), 32 TWh de los cuales ocurrieron en Alemania y 7 TWh en Polonia.

El cambio de tecnología en la generación eléctrica europea, pasando de carbón al gas, ha provocado que en 2019 se emitieran 120,4 millones de toneladas menos de CO_2 a la atmósfera, un 12% menos (Agora Energiewende, 2019).

El mercado de gas natural en España

El mercado de gas natural en España concentra todas las características que se han comentado a lo largo de los anteriores apartados: la llegada de GNL desviada del mercado asiático hunde los precios del mercado gasista español, lo que se traduce en un mayor consumo (particularmente destinado a generación eléctrica) y una variación muy pronunciada de la curva de futuros a lo largo del año, síntoma de que al igual que en Europa, la llegada masiva de GNL no estaba particularmente prevista.

Gráfico 34
Precio Último del producto MIBGAS D+1 2016-2019 (en €/MWh)



Fuente: MIBGAS.

El precio del D+1 en MIBGAS descendió de manera continuada hasta septiembre de 2019

Como se observa en el *Gráfico 34,* el precio del producto D+1 negociado en MIBGAS desciende de manera continuada hasta septiembre de 2019. Si el día 1 de enero cotizaba este producto a 24,1 €/MWh, el jueves 5 de septiembre alcanzaba el mínimo histórico de 8,2 €/MWh, un 66% menos. A partir de septiembre (excluyendo el mínimo alcanzado el fin de semana del sábado 2 y domingo 3 de noviembre de 2019 que se analizará más adelante), el precio se recupera hasta lograr de nuevo los 16 €/MWh a mediados de noviembre de 2019.

Diciembre, al igual que ocurriría en el resto de mercados europeos *(Gráfico 24)*, supone una corrección del incremento de precios observado desde octubre, produciéndose de nuevo una presión bajista en el valor del producto MIBGAS D+1 que, pese a la recuperación observada durante el periodo navideño, hizo que cotizase el 31 de diciembre de 2019 a 11,33 €/MWh, un 53% por debajo de lo que lo hizo un año antes.

EL PRODUCTO D+1 COTIZÓ EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019 A 11,33 €/TWh, UN

53%

por debajo de lo que lo hizo un año antes

Resulta significativo (y reflejo del nivel de precios de invierno tan extraordinariamente bajo que se ha vivido en 2019, *Gráfico 34*) que el menor precio alcanzado en el producto D+1 en la historia de MIBGAS se haya producido en noviembre, ya entrado el periodo invernal gasista, ante las siguientes ciscunstancias: (1) fin de semana con baja demanda nacional: 713 GWh para el sábado 2 y 714 para el domingo 3 de noviembre debido a temperaturas cálidas, (2) alta producción eólica, 48% del mix eléctrico el día 2 de noviembre y 53% el día 3 noviembre, (3) altas entradas por Argelia (Tarifa 174 GWh y Almería 248 GWh difícilmente interrumpibles) y (4) almacenamiento de GNL en plantas de regasificación lleno al 88%. Existió en el mercado un claro exceso de oferta esos días que hizo hundir el precio hasta su mínimo histórico, alcanzándose el día 2 de noviembre 8 €/MWh.

A fin de poner en contexto los bajos precios alcanzados durante 2019, obsérvese que, mientras el precio promedio (contando fines de semana) del producto D+1 durante diciembre 2016, 2017 y 2018 fue respectivamente 24,17 €/MWh, 25,96 €/MWh y 25,28 €/MWh, durante diciembre de 2019 este promedio fue de 11,96 €/MWh más de un 50% inferior que cualquier año anterior. Semejantes resultados obtenemos si comparamos cualquier mes posterior a junio entre 2016 y 2019.

Tabla 2
Precio Último promedio mensual del producto MIBGAS D+1

€/MWh	2016	2017	2018	2019
enero	17,32	36,53	20,81	24,89
febrero	16,30	21,39	22,71	20,88
marzo	15,81	16,78	23,17	18,15
abril	13,43	17,99	20,94	16,76
mayo	13,38	18,01	22,49	14,59
junio	14,68	17,57	23,16	13,27
julio	15,34	16,91	25,38	13,87
agosto	15,66	16,61	26,45	11,94
septiembre	16,78	17,75	28,95	12,02
octubre	19,29	21,03	26,73	12,85
noviembre	21,97	24,09	26,06	13,71
diciembre	24,17	25,96	25,28	11,96

Fuente: MIBGAS.

En diciembre de 2019 el producto Y+1 llegó a ser más barato en MIBGAS que en el TTF, un hecho que en otros momentos no se creía posible

Respecto a la variación de la curva de futuros, la dinámica seguida en MIBGAS estuvo muy correlacionada con los mercados europeos. Al igual que lo observado en el *Gráfico 26* y *Gráfico 27* (donde se muestra la variación de la curva en el TTF) los dos primeros trimestres del año estuvieron marcados por un gran descenso del producto Q+1 con entrega en el mercado español, cayendo un 26% el primer trimestre y un 24% el segundo trimestre. De nuevo, al igual que lo observado a nivel europeo en el *Gráfico 28*, el tercer trimestre fue un periodo de estabilidad en las curvas, las cuales preveían una recuperación del precio. Sin embargo, tal y como se observa en el cuarto trimestre, el producto anual con entrega en España, que suele ser relativamente estable, cae un 33% en un solo trimestre y el producto Q+1 se deja un 41% de su valor en apenas 90 días.

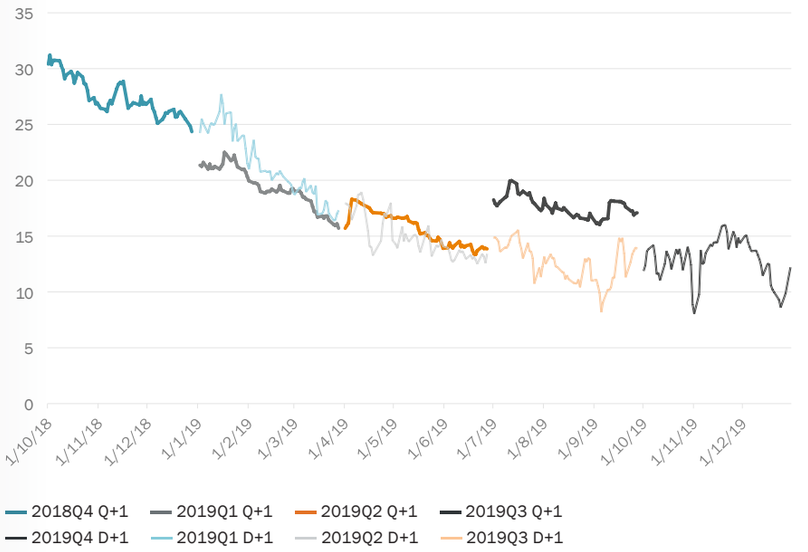
En el *Gráfico 35* se observa cómo sistemáticamente el precio promedio del producto D+1 ha sido inferior a la estimación que hacía su futuro correspondiente durante la entrega en su periodo. Así el día 28 de diciembre de 2018, el producto Q+1 se negoció a 24,35 €/MWh siendo el precio promedio del producto D+1 ese trimestre igual a 21,32 €/MWh. De igual manera, si el día 28 de marzo de 2019 el producto Q+1 cotizaba a 15,7 €/MWh, el promedio *spot* del trimestre acabó en 14,87 €/MWh. El día 27 de junio de 2019 el precio del producto Q+1 con entrega el tercer trimestre de 2019 finalizó a 13,85 €/MWh, siendo el promedio *spot* con entrega ese trimestre igual a 12,60 €/MWh. Finalmente, el 27 de septiembre de 2019, el producto Q+1 tuvo como precio último 17,08 €/MWh, sin embargo el precio promedio de las entregas *spot* fueron de 12,83 €/MWh, un sorprendente 25% inferior.

Tabla 3
Variación de Precio Último de los productos Q+1 y Y+1, el primer y último día de negociación de cada trimestre

Dia de negociación	Q+1 (€/MWh)	Y+1 (€/MWh)
2019Q1		
02/01/2019	21,35	21,18
28/03/2019	15,70	20,23
Variación (%)	*-26%*	*-4%*
2019Q2		
05/04/2019	18,30	21,65
27/06/2019	13,85	19,83
Variación (%)	*-24%*	*-8%*
2019Q3		
01/07/2019	18,25	19,63
27/09/2019	17,08	19,63
Variación (%)	*-6%*	*0%*
2019Q4		
01/10/2019	20,65	19,75
30/12/2019	12,11	13,32
Variación (%)	*-41%*	*-33%*

Fuente: MIBGAS.

Gráfico 35
Cotización del producto MIBGAS Q+1 en 2018-2019 (€/MWh). Cotización del producto TTF D+1 en 2019 (€/MWh)

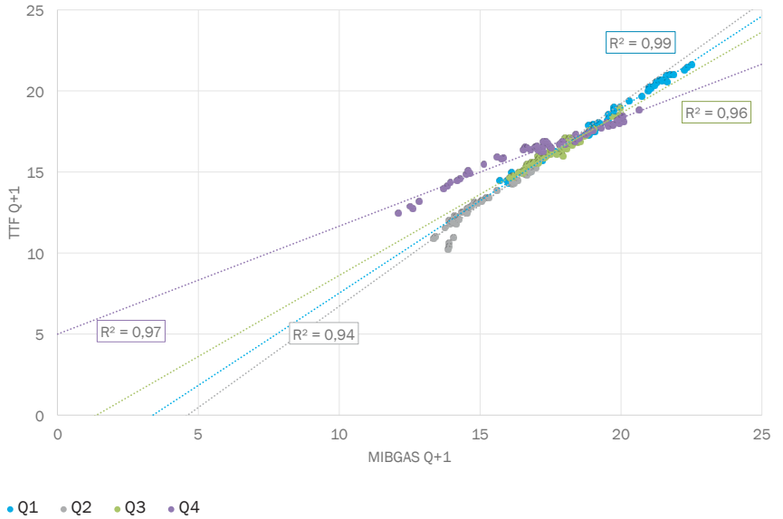


Fuente: MIBGAS.

Respecto a la variación de la curva de futuros, la dinámica seguida en MIBGAS estuvo muy correlacionada con los mercados europeos

Para acabar con este análisis de la curva, resulta interesante ver, aunque sea de manera resumida, cómo cambia la correlación de los productos con entrega futura antes estudiados entre MIBGAS y el mercado de referencia europeo, el holandés TTF. Así, por ejemplo, aunque en todos los trimestres la correlación del producto Q+1 es muy alta, (en general tanto en este como en el resto de productos de la "curva" las correlaciones superan el 0,9), se observa como esta correlación cambia en el cuarto trimestre

Gráfico 36
Correlación entre el producto TTF Q+1 y PVB Q+1 por cuatrimestres 2019



Fuente: Eikon, MIBGAS.

al pasar el premium de precio del lado español al lado holandés, siendo MIBGAS más barato que el TTF en diciembre.

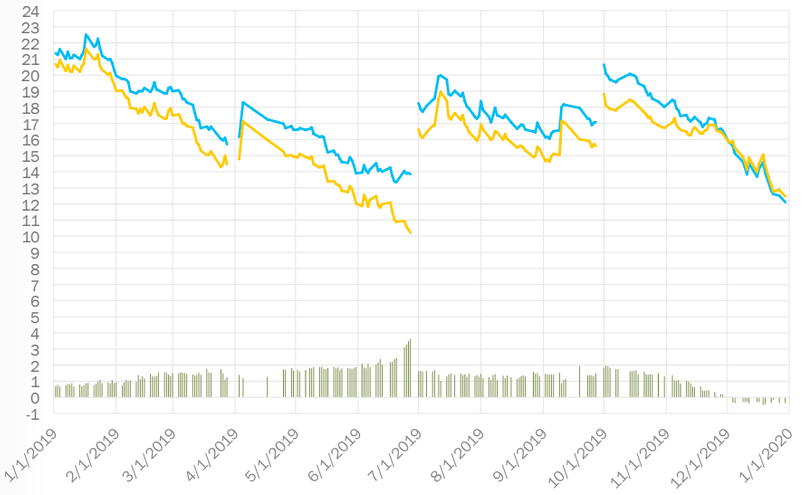
Como se observa en el *Gráfico 37* la caída de precio ocurrida durante el último trimestre del año en España fue mucho más acusada que en el índice de referencia europeo llegando a estar todo diciembre por debajo. Pero no solo productos con entrega trimestral vieron su cotización por debajo del TTF. Por primera vez el producto Y+1 negociado en MIBGAS cotizó a un precio inferior a la referencia europea. Tanto el 18 de diciembre de 2019 (MIBGAS: 15,00 €/MWh, TTF: 15,10 €/MWh), como el 19 de diciembre de 2019 (MIBGAS: 15,06, TTF: 15,23) el producto Y+1 fue más barato en MIBGAS que en el TTF, un hecho que en otros momentos no se creía posible.

Aumento de demanda de gas natural y exportación a Francia

Al igual que en el resto de mercados europeos, el bajo precio del gas natural junto con los altos precios del CO_2 dispararon la generación eléctrica mediante centrales térmicas de ciclo combinado. Tal y como indicaba el Gestor Técnico del Sistema: la demanda de gas natural en España cierra 2019 con un crecimiento del 14% con respecto al año anterior, hasta alcanzar 398 TWh, el dato más alto desde 2010.

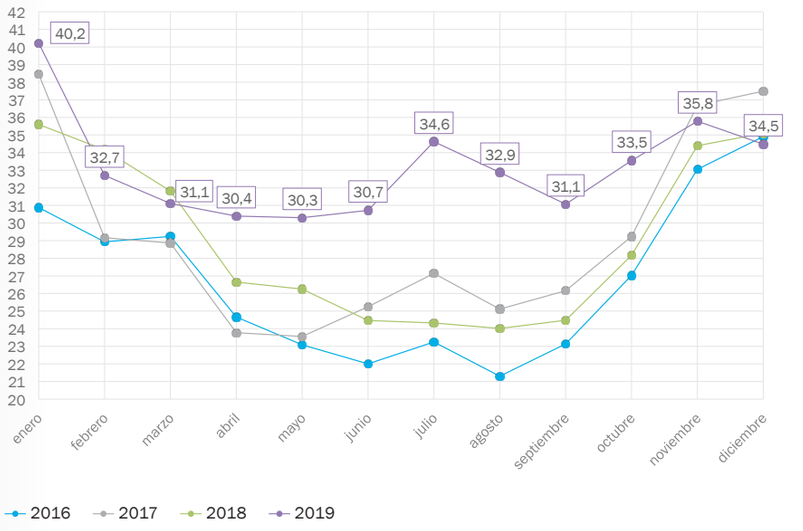
La demanda de gas natural para la generación eléctrica creció durante 2019 un 80% con respecto al año pasado, hasta alcanzar 111 TWh, lo que supone la cifra más alta desde 2010 (Enagás, 2019). Como se observa en el *Gráfico 38* de abril a octubre, la demanda de gas natural fue muy superior en 2019 en comparación a 2018. Si durante los meses de abril y mayo de 2019 la demanda española de gas natural fue un 15% superior al año anterior, este

Gráfico 37
Cotización del producto Q+1 en MIBGAS y en TTF 2019 (en €/MWh). Diferencial de precio del producto Q+1 entre MIBGAS y TTF (en €/MWh)



Fuente: Eikon, MIBGAS.

Gráfico 38
Demanda total de gas natural en España 2016-2019 (en TWh)



Fuente: Enagás.

crecimiento se incrementa en julio, agosto y septiembre, con un aumento respecto a 2018 del 42%, 37% y 27% respectivamente. Con una demanda de gas natural promedio durante julio, agosto y septiembre un 35% superior al mismo periodo del año anterior, se explica la ingente llegada de GNL durante ese trimestre *(véase el Gráfico 14)* y por tanto, el diferencial de precio positivo los meses previos que incentiva esa llegada *(véase el Gráfico 17 y Gráfico 19).*

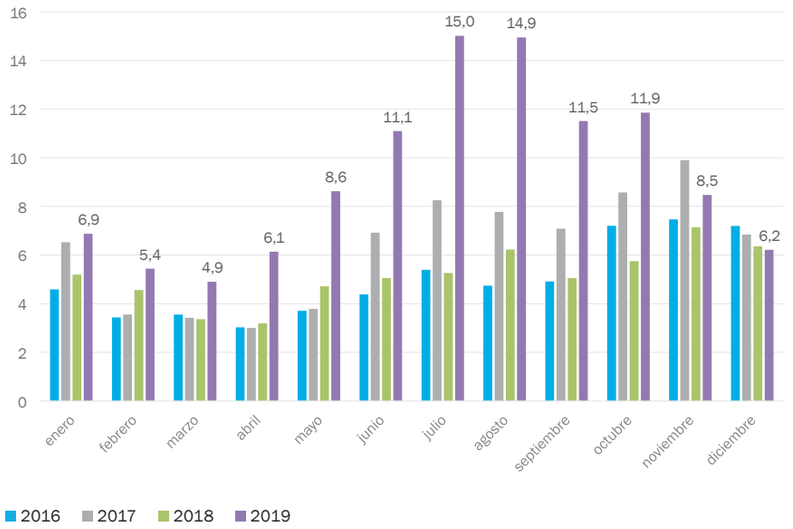
Pese al estancamiento de la demanda convencional en 2019 (que cae un 0,3% interanual), el increíble aumento de la demanda para generación eléctrica, con tasas de crecimiento interanual de junio a octubre que superan el 100%, hacen que la demanda de gas natural bata su récord desde 2010.

Lo anterior no es sino prueba de cómo el gas natural ha ocupado prácticamente todo el hueco térmico en el mix de generación eléctrica, siendo la principal herramienta de respaldo ante la intermitencia de las fuentes renovables, particularmente en España la energía eólica.

De esta manera, si en 2018 el carbón supuso cerca del 14% del mix de generación eléctrico español, en 2019, este porcentaje cae al 4%. Por el contrario, si en 2018 las centrales de ciclo combinado supusieron el 11% del mix eléctrico, en 2019 alcanzaron el 21% de la cuota de generación. De esta forma, la generación eléctrica mediante carbón cae en 2019 un 70% interanual mientas que la producida mediante gas en centrales de ciclo combinado aumenta un 94% en 2019 *(Gráfico 40).*

Gráfico 39

Demanda de gas natural para generación eléctrica en España 2016-2019 (en TWh)



Fuente: Enagás.

GENERACIÓN POR GAS

Del total del mix eléctrico, el

21%

lo ocupa en 2019 la generación por gas

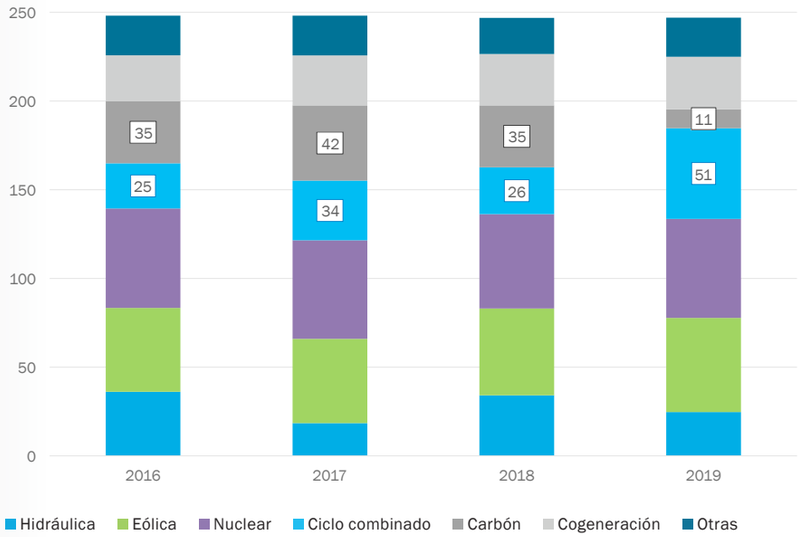
El uso del carbón para generación eléctrica cayó un 70% en 2019

Esta mayor interrelación entre la generación eléctrica y el gas natural se traduce en una mayor correlación entre el precio del gas y el de electricidad.

Si se calcula el coeficiente de correlación entre el precio eléctrico (OMIE D+1) y el del gas (MIBGAS D+1) por día de entrega para todos los días de 2018 se encuentra que el coeficiente de correlación R^2 es

Gráfico 40

Generación eléctrica en España por tecnologías 2016 -2019 (en TWh)



Fuente: Red Eléctrica de España.

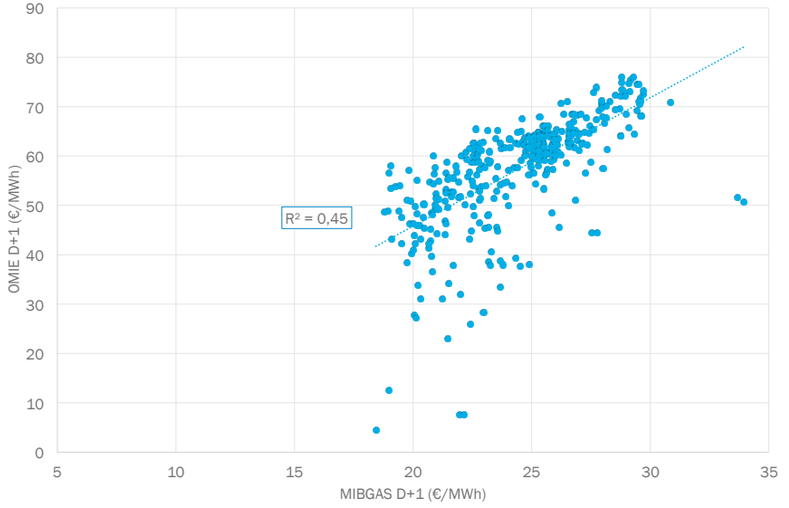
igual a 0,45. Si se excluyen los fines de semana, este coeficiente se mantiene en 0,45. Si además excluimos el 10% de los días con menor participación de los ciclos combinados en el mix de generación eléctrico por considerarlos días donde el gas fue poco significativo en el precio eléctrico, el coeficiente de correlación R^2 entre el precio de la electricidad y el gas sube a 0,52.

En cambio, si realizamos el mismo análisis para 2019 y se calcula el coeficiente de correlación entre el precio eléctrico (OMIE D+1) y el del gas (MIBGAS D+1) por día de entrega para todos los días de 2019 se encuentra que el coeficiente de correlación R^2 es igual a 0,52 (ligeramente más alto que en 2018). Si se excluyen los fines de semana, este coeficiente sube a 0,58. Si además excluimos el 10% de los días con menor participación de los ciclos combinados en el mix de generación eléctrico por considerarlos días donde el gas fue poco significativo en el precio eléctrico, el coeficiente de correlación R^2 entre el precio de la electricidad y el gas sube a 0,71, veinte puntos por encima del valor alcanzado en 2018.

El bajo precio del gas español, particularmente en el último trimestre de 2019, no solo ha tenido impacto en el sector eléctrico, también las exportaciones con Francia se han visto modificadas como nunca antes desde la existencia de MIBGAS.

Gráfico 41

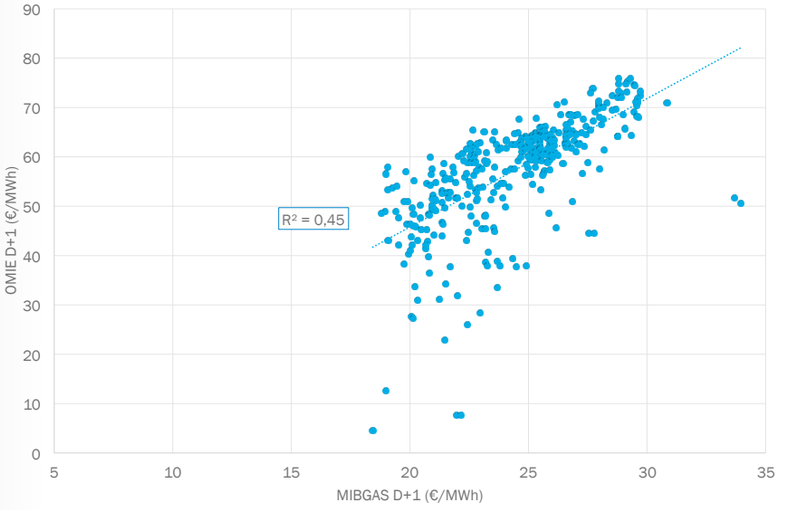
Correlación entre el precio eléctrico y el del gas. Todos los días del año 2018



MIBGAS elaboración propia. Datos: MIBGAS, OMIE.

Gráfico 42

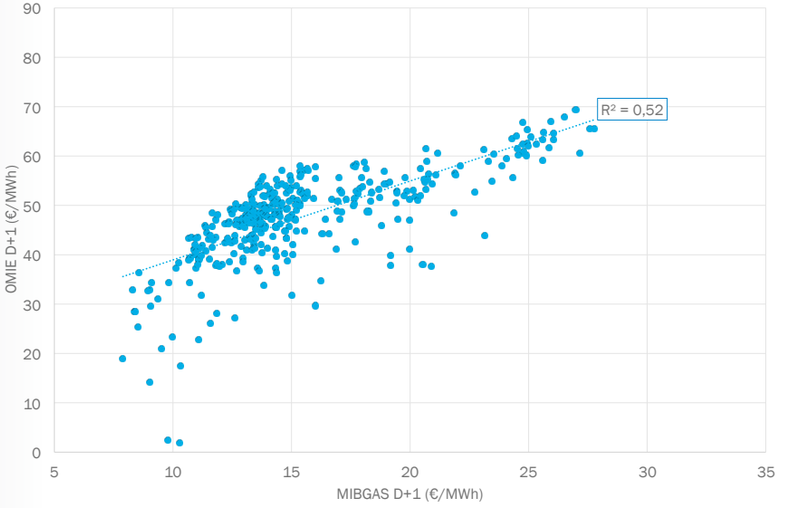
Correlación entre el precio eléctrico y el del gas. Todos los días del año, excluidos fines de semana y el 10% de los días con menor participación de los ciclos combinados en el mix eléctrico de 2018



MIBGAS elaboración propia. Datos: MIBGAS, OMIE.

Gráfico 43

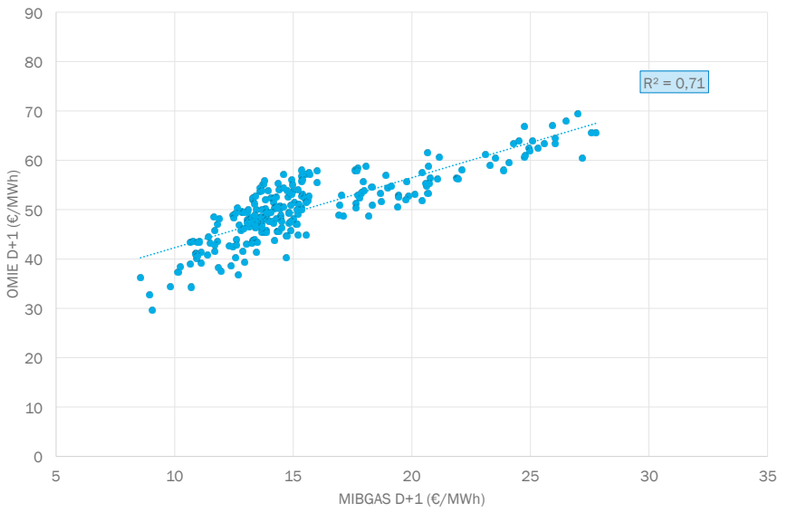
Correlación entre el precio eléctrico y el del gas. Todos los días del año 2019



MIBGAS elaboración propia. Datos: MIBGAS, OMIE.

Gráfico 44

Correlación entre el precio eléctrico y el del gas. Todos los días del año, excluidos fines de semana y el 10% de los días con menor participación de los ciclos combinados en el mix eléctrico de 2019



MIBGAS elaboración propia. Datos: MIBGAS, OMIE.

En noviembre y diciembre de 2019, por primera vez desde que existe MIBGAS, el diferencial de precio *spot* promedio mensual entre MIBGAS y el PEG francés, ha sido abiertamente favorable al mercado español.

De esta forma, en términos medios mensuales, el producto MIBGAS D+1 fue 0,85 €/MWh más barato que el equivalente francés en noviembre y 0,88 €/MWh más barato en diciembre *(Gráfico 45).*

Lo anterior se tradujo en que, por primera vez desde la existencia del Mercado Organizado de Gas natural en España, el balance neto mensual entre Francia y España resultó exportador para España, un hecho que en otros momentos no se creía posible. Primero de manera tímida en noviembre de 2019 con un saldo neto exportador de apenas 8 GWh, y de manera clara en diciembre de 2019, con un saldo neto exportador español de más de 2 TWh de gas hacia el lado francés.

SALDO NETO EXPORTADOR ESPAÑA-FRANCIA

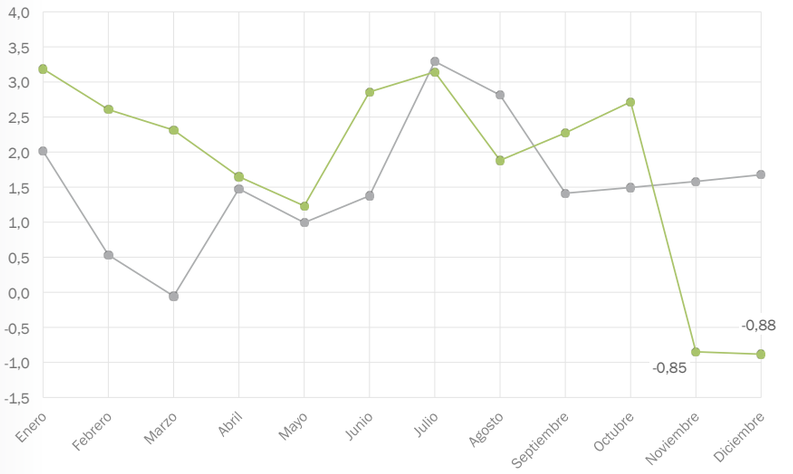
En diciembre de 2019, el saldo neto exportador español fue de de más de

2 TWh

de gas hacia el lado francés

Gráfico 45

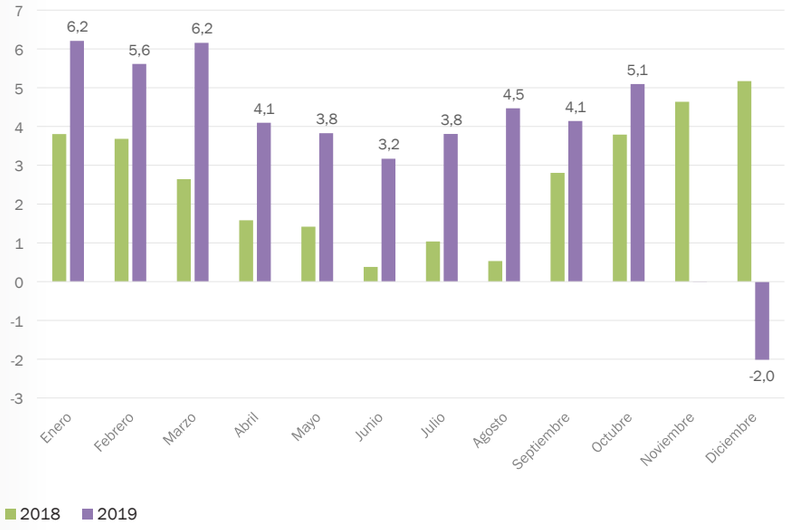
Diferencial de precio *spot* promedio mensual entre MIBGAS y el PEG francés 2018-2019 (en €/MWh)



Fuente: Eikon, MIBGAS.

Gráfico 46

Balance neto mensual en la interconexión España-Francia (en TWh)



Fuente: Enagas.
Nota: positivo, España importa gas. Negativo, España exporta gas.

El Mercado Organizado Regulado

CAPÍTULO 3

MIBGAS cierra 2019 con 105 Agentes dados de alta en su plataforma, 23 de ellos ese mismo año. El volumen negociado se duplica en 2019. Todos los indicadores demuestran que MIBGAS se afianza como el mercado organizado de referencia en España

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.

Número de Agentes /

El número de Agentes registrados en MIBGAS ha sido de 105 al finalizar el 2019. El ***Gráfico 47*** 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 2019.

En concreto, este año se han incorporado 23 nuevos participantes. Además, el número de Agentes activos en el mercado durante 2019 se ha movido en valores comprendidos entre 50 y 65, con una media de 56 (un 24% más que en 2018, cuando fue de 45).

EL NÚMERO DE AGENTES REGISTRADOS EN MIBGAS

105

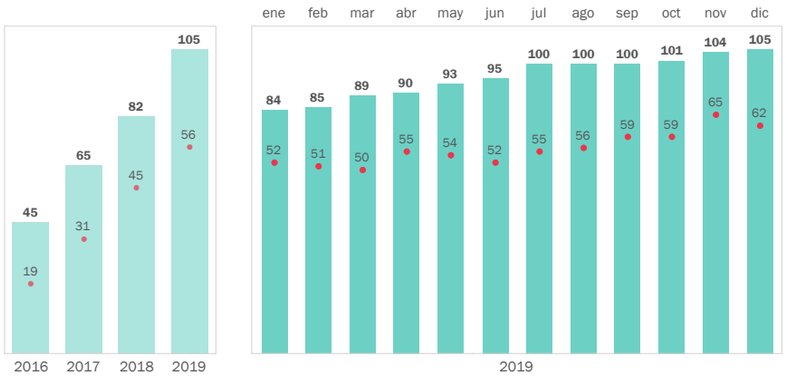
al finalizar el 2019

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 2019 denota la consolidación de MIBGAS. Destaca la introducción del producto Fin de Semana y el mayor uso, por parte de los Agentes, de los productos Diarios D+2/D+5.

Gráfico 47

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



Número de agentes dados de alta

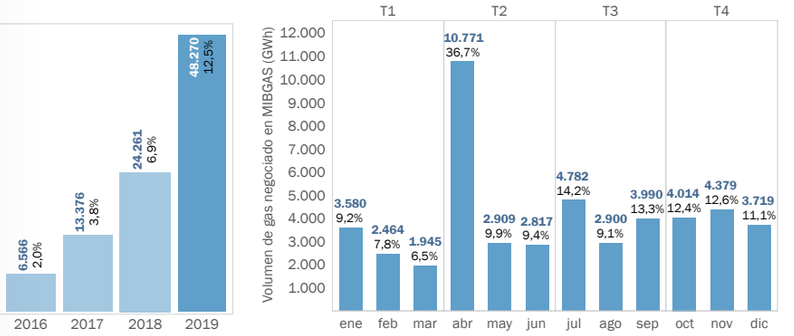
Número medio diario de agentes activos

Fuente: MIBGAS.

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

Gráfico 48

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



Volumen de gas negociado en MIBGAS

X,X% Volumen negociado/Demanda total nacional

Fuente: MIBGAS.

Evolución del volumen total negociado en MIBGAS

En el ***Gráfico 48*** 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)*[15], como parámetro frecuentemente utilizado en la observación del desarrollo de los mercados.

El aumento de negociación en 2019 consolida a MIBGAS como la principal plataforma de trading de gas natural en España

15 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.

El 89,3% del volumen es negociación libre

En 2019 la negociación total de MIBGAS ascendió a 48.270 GWh, lo que supuso un crecimiento del 99% respecto a 2018. Así mismo, debe señalarse el elevado volumen negociado en el mes de abril (10.771 GWh), en parte provocado por la actividad inusualmente alta y anómala de dos Agentes principalmente concentrada en la semana comprendida entre el 15 y el 21 de abril[16], como no representativo. El segundo mes de mayor negociación fue julio (4.782 GWh), siendo a su vez el segundo de mayor cobertura de la demanda (14,2%). Cabe destacar que el promedio del volumen mensual negociado, excluyendo el mes de abril por su escasa representatividad, es de 3.409 GWh, valor superior al mes de mayor negociación de 2018 (2.816 GWh).

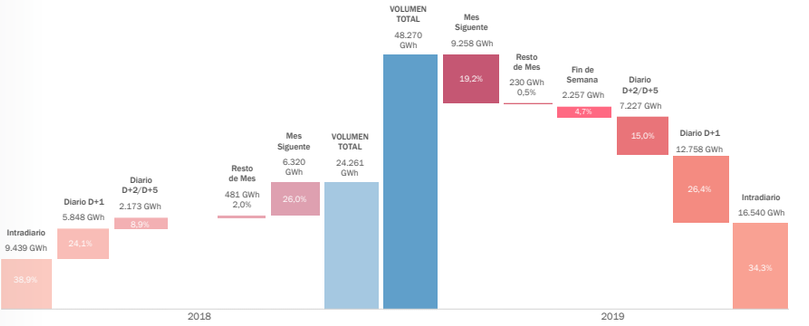
Volumen negociado por producto

El incremento del volumen negociado durante 2019, 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, y considerando el inicio de la negociación del producto Fin de Semana, se sigue constatando el carácter *spot* y, por tanto, de mercado de balance de la plataforma MIBGAS, representando el 80,4% del volumen negociado en 2019 ***(Gráfico 49)***.

Así, se observa que el producto más utilizado por los Agentes sigue siendo el Intradiario (16.540 GWh), aunque ha perdido peso en el conjunto, pasando del 38,9% en 2018 al 34,3% este año. El segundo producto más negociado en 2019 ha sido el Diario D+1 (12.758 GWh, 26,4%), que ha desplazado, de nuevo, al producto Mes Siguiente a la tercera posición (9.258 GWh, 19,2%). Debe señalarse el notable incremento en la negociación de los productos Diarios D+2/D+5, con un crecimiento del 232,6%, alcanzando un volumen de 7.227 GWh (15% respecto al total). Por su parte, el producto Resto de Mes ha descendido a la negociación de 230 GWh (0,5% respecto al total). Por último, destacar el inicio de la negociación del producto Fin de Semana, que ha supuesto una cuota sobre el total del 4,7% (2.257 GWh).

16 Durante el mes de abril de 2019, una comercializadora realizó operaciones de compraventa de gas natural, tanto en el mercado organizado como mediante operaciones bilaterales con otro comercializador que supusieron unos desbalances acumulados en dicho periodo del orden de 2.544 GWh, al no haber aportado el gas necesario para cumplir con los compromisos adquiridos. En base a estos hechos, ambas empresas fueron deshabilitadas, tal y como puede consultarse en el Boletín Oficial del Estado:
- Orden TEC/819/2019, de 24 de julio.
- Orden TEC/878/2019, de 1 de agosto.

Gráfico 49
Variación del volumen acumulado anual negociado en MIBGAS, desagregado por productos (2018-2019)

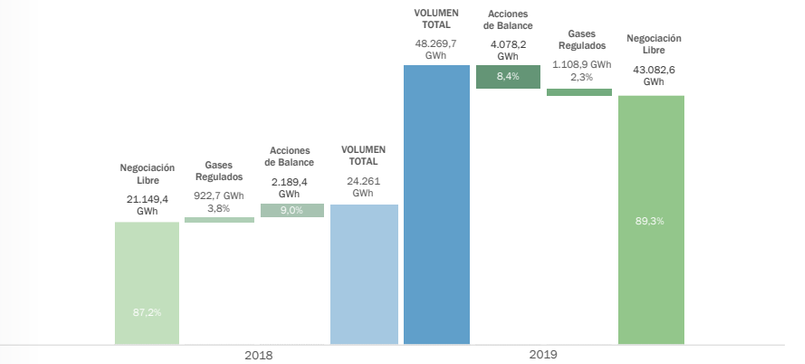


Fuente: MIBGAS.

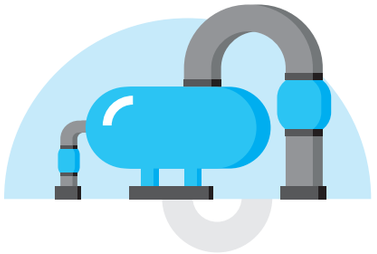
Volumen negociado por tipo de negociación

En 2019 han continuado presentes algunas de las medidas de liquidez instauradas para fomentar el crecimiento de la plataforma, si bien este año continúa sin haberse negociado ni gas talón ni gas colchón. En el ***Gráfico 50*** 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, continuando la tendencia de años anteriores, que el mercado muestra cada vez una mayor independencia de dichas medidas. La negociación libre representa el 89,3% del volumen total,

Gráfico 50
Variación del volumen acumulado anual negociado en MIBGAS, desagregado por tipo de negociación (2018-2019)



Fuente: MIBGAS.



mayor que en 2018 (87,2%), adquiriendo la cuota tanto de las acciones de balance, que han reducido su proporción al 8,4%, y del gas de operación, que descendió al 2,3%.

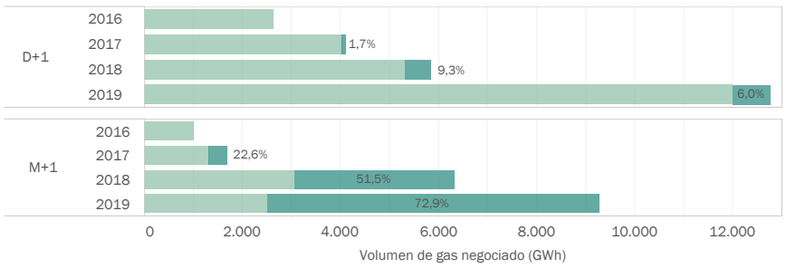
Por su parte, la introducción de los creadores de mercado en 2017 supuso un impulso en la liquidez de aquellos productos en los que participaban: Gunvor International B. V. actuó en los productos Diario D+1 y Mes Siguiente durante el primer semestre, mientras que Axpo Iberia SLU fue creador de mercado únicamente en el producto Mes Siguiente en el segundo semestre. Durante dicho año se pudo observar una mejora en la liquidez de ambos productos, especialmente en el producto Mes Siguiente *(Gráfico 51)*.

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 obligatorios 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, actuando ambos durante el año 2019) 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 durante 2018, y que ascendió al 72,9% este año, que ha contado con cuatro creadores de mercado durante el segundo semestre del año pasado y la totalidad de 2019.

Gráfico 51

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



Volumen de gas negociado por *market makers*

Volumen de gas negociado por el resto de los Agentes

Fuente: MIBGAS.

Volumen negociado desagregado en subasta y mercado continuo

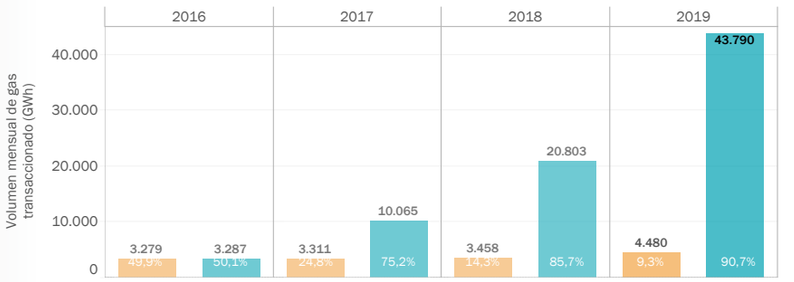
El mecanismo de negociación de MIBGAS mantiene para cada producto una subasta de apertura antes de la negociación en mercado continuo, con el objetivo de concentrar la liquidez en la apertura y disponer lo antes posible de una señal de precio.

Se observa cómo el volumen anual negociado en subasta se ha mantenido en valores similares desde 2016 *(Gráfico 52)*, 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 43.790 GWh en 2019 (90,7% del total negociado). El incremento de la liquidez en el mercado continuo refleja la creciente confianza de los Agentes en la plataforma MIBGAS para 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.

43.790 GWh, el 90,7% del volumen, se ha producido en el mercado continuo

Gráfico 52

Evolución del volumen anual de gas negociado en MIBGAS desagregado por tipo de negociación: subasta y mercado continuo (2016-2019)



Subasta

Mercado continuo

Fuente: MIBGAS.

La profundidad de las ofertas realizadas en la plataforma de MIBGAS mejora año tras año

Monitorización de la liquidez

Introducción /

Las métricas definidas por ACER, en el *Gas Target Model* *(Tabla 4)* 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.

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

Tabla 4
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	Número de transacciones diarias (M3)	≥ 420 transacciones diarias	≥ 160 transacciones diarias

Fuente: ACER (2015). Elaboración propia.

Tabla 5
Profundidad de las ofertas de compra y venta correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016-2019)

	2016		2017		2018		2019	
	Profundidad de las ofertas de (MWh):							
Producto	*Compra*	*Venta*	*Compra*	*Venta*	*Compra*	*Venta*	*Compra*	*Venta*
MIBGAS Intradiario	83,0	97,0	125,0	137,0	106,0	119,0	125,0	151,0
MIBGAS D+1	44,0	94,0	108,0	125,0	113,0	121,0	147,0	184,0
MIBGAS M+1	5,0	0,0	10,5	17,0	23,0	23,0	22,0	22,0

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

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 5* se muestran los resultados de esta métrica en 2019 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.

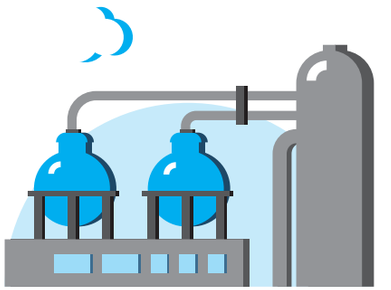
Tanto en el producto MIBGAS Intradiario como el producto MIBGAS D+1 se observa una notable mejoría en la profundidad de las ofertas, tanto de compra como de venta, respecto a los años anteriores. Por su parte, en el caso del producto MIBGAS M+1 prácticamente se ha mantenido igual que el año anterior.

LA PROFUNDIDAD DE LAS OFERTAS DE COMPRA Y VENTA FUE DE

22MWh

en 2019 en el producto mensual M+1

El *spread* entre las ofertas de compra y venta, indicador de la eficiencia de un mercado, ha sido de 1,9% en el producto diario y de 1,6% en el mensual en 2019



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 6* se muestran los resultados obtenidos en dicha métrica para los años 2016-2019 en los tres productos más utilizados por los participantes del mercado.

Tabla 6
Diferencia de precio *(spread)* entre las ofertas de compra y venta correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016-2019)

	2016	2017	2018	2019
PRODUCTO	Diferencia de precio entre ofertas de compra y de venta (%)			
MIBGAS Intradiario	2,8%	2,3%	1,3%	2,5%
MIBGAS D+1	3,7%	3,4%	1,4%	1,9%
MIBGAS M+1	4,1%	3,4%	1,1%	1,6%

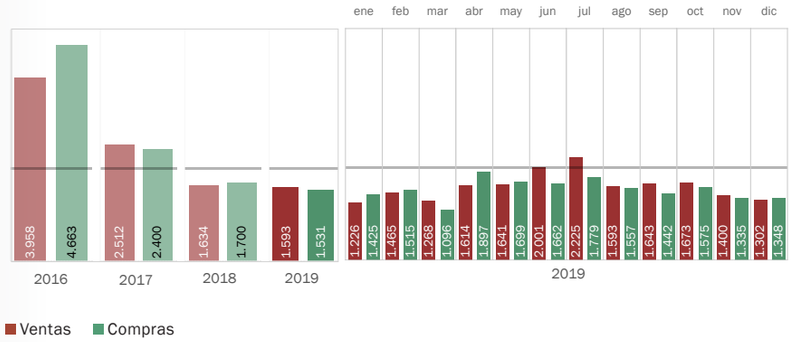
Fuente: MIBGAS.
Nota: para el cálculo anual de la métrica se ha realizado la media anual de los valores diarios.

Tabla 7
Número de transacciones diarias correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016-2019)

	2016	2017	2018	2019
PRODUCTO	Número de transacciones diarias			
MIBGAS Intradiario	9,0	37,0	100,0	186,0
MIBGAS D+1	9,0	17,0	41,0	99,0
MIBGAS M+1	0,0	0,0	7,0	9,0

Fuente: MIBGAS.
Nota: los valores mostrados en la Tabla 7 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.

Gráfico 53
Media anual (2016-2019) y mensual (2019) del índice HHI diario diferenciando entre transacciones de compra y de venta en MIBGAS



Fuente: MIBGAS.
Nota: se han excluido los fines de semana y los festivos. La línea horizontal indica el valor umbral establecido por el GTM (2.000).

En esta métrica se observa un aumento de los valores del 2019 con respecto al 2018. Este incremento de la diferencia de precios entre las ofertas de compra y de venta expresado en porcentaje se debe a la disminución de precios durante este último año, ya que, si se aplican los porcentajes obtenidos a los precios promedios en 2018 el *spread* absoluto fue de 0,34€/MWh mientras que en el último año se mejoró a 0,29€/MWh.

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 7* indican que la métrica ha mejorado notablemente en todos los productos analizados. Aun así, los valores registrados en MIBGAS están 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).

Concentración de mercado /

El Índice de Herfindahl-Hirschman[17] (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 53)*.

17 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).

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 2019, al igual que el año pasado, 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. Mensualmente, únicamente se supera dicho valor, en el lado de la compra, en los meses de junio (2.001) y julio (2.225), alcanzando valores próximos al umbral.

Los tres Agentes con mayor cuota de compras suman el 28,7% (contando el primero con el 13,5% sobre el total), mientras que los tres líderes en las ventas representan de 27,1% (el mayor un 13,2%). Agrupando compras y ventas, los tres Agentes con mayor cuota de mercado cuentan con el 26,2% del total, siendo el 10,2% atribuido al Agente con mayor participación.

Evolución de los precios

El año 2019 experimentó un patrón de precios alejado de la estacionalidad, con una tendencia predominantemente bajista en las cotizaciones de todos los productos a medida que avanzaba el año. Así, durante el primer semestre, los precios descendieron desde valores cercanos a los 25 €/MWh en enero, hasta situarse en el entorno de los 13 €/MWh en junio *(Tabla 8)*. Dicha situación estuvo motivada por la oleada de buques que descargaron en las terminales de GNL españolas y que causó un exceso de oferta respecto a la demanda. Los precios se mantuvieron bajistas también durante el tercer trimestre, aunque con un pequeño repunte en el mes de julio. Por su parte, en el cuarto trimestre sí se notó un empujón al alza propio de los meses de invierno durante octubre y noviembre, volviendo a descender en diciembre.

Enero y diciembre han sido los meses que han destacado en el año 2019 con los precios máximos y mínimos en promedio respectivamente. El producto MIBGAS D+1 en diciembre, el mes con menor cotización promedio del año, fue en torno a 13 €/MWh más barato que en 2018.

EL ÍNDICE HHI SOBRE CONCENTRACIÓN DE MERCADO ESTÁ POR DEBAJO DE

2.000

en 2019, demostrando la existencia de competencia en MIBGAS

Tabla 8

Valor medio ponderado del Precio Último diario de cada producto negociado en MIBGAS (2018-2019)

		ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic
2018	MIBGAS Intradiario	20,63	22,84	23,13	21,09	22,47	23,03	25,15	26,28	29,07	26,78	25,96	25,19
	MIBGAS D+1	20,81	22,71	23,17	20,94	22,49	23,16	25,38	26,45	28,95	26,73	26,06	25,28
	MIBGAS D+2/D+5	20,63	21,88	22,43	20,80	22,45	23,11	25,10	26,67	28,96	26,44	25,47	25,05
	MIBGAS Resto de Mes	23,50	21,43	22,55	20,33	20,80	22,80		25,88	29,10	27,60	26,61	25,28
	MIBGAS Mes Siguiente	21,94	20,72	20,06	20,31	22,51	24,18	25,00	27,15	29,78	27,83	26,84	25,63
2019	MIBGAS Intradiario	25,38	20,61	18,40	18,35	14,59	13,42	13,86	12,18	12,19	13,04	13,54	11,78
	MIBGAS D+1	24,89	20,88	18,15	16,76	14,59	13,27	13,87	11,94	12,02	12,85	13,71	11,96
	MIBGAS D+2/D+5	24,74	20,87	17,78	16,13	14,43	13,16	13,94	12,10	11,72	12,74	13,49	12,02
	MIBGAS Fin de Semana			18,46	16,43	14,02	12,84	13,57	11,86	11,31	12,31	13,08	11,28
	MIBGAS Resto de Mes	26,14	20,50	19,23		14,70	13,00	14,80	12,04	11,36		14,40	
	MIBGAS Mes Siguiente	24,08	20,29	17,07	16,14	14,60	13,47	13,37	12,81	14,29	16,29	15,58	13,82

Fuente: MIBGAS.

En el *Gráfico 54* 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 2019. El producto MIBGAS M+1 se aleja puntualmente del resto de productos durante los meses comprendidos entre agosto y noviembre, meses en los que la volatilidad de los precios de los productos *spot* fue más elevada. Sin embargo, durante el resto del año los tres productos muestran una alta correlación.

Gráfico 54

Evolución del precio de cada producto negociado en MIBGAS en 2019

Fuente: MIBGAS.

El precio promedio del D+1 ha sido de 15,38 €/MWh

Evolución del precio MIBGAS D+1 /

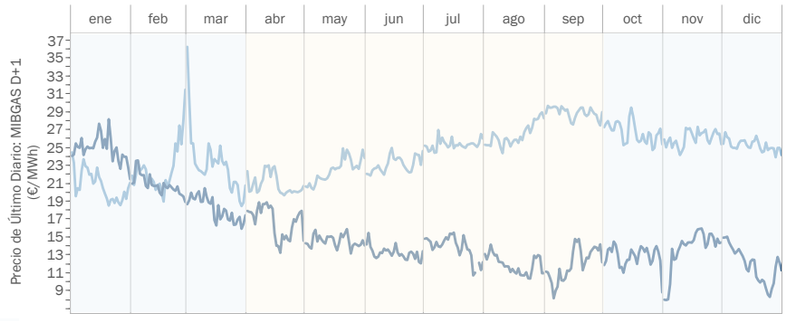
El producto *spot* más representativo entre los negociados, el MIBGAS D+1, ha mostrado en 2019 un precio promedio claramente inferior (15,38 €/MWh) al visto en 2018 (24,35 €/MWh) *(Gráfico 55)* y un comportamiento notablemente distinto al que tuvo el pasado año. Las circunstancias especiales de 2019, abordadas en capítulos previos, explican este comportamiento diferencial.

Evolución de los precios *spot* del gas natural en Europa /

Este año puede destacarse el mejor grado de correlación mostrado entre MIBGAS y el resto de mercados europeos *(Gráfico 56)*. A pesar de que durante el primer semestre del año el *spread* mostrado ha sido elevado (un promedio de 2,44 €/MWh), a partir de julio, salvo puntuales excepciones, se acerca más a la convergencia con el resto de mercados del noroeste de Europa. En este sentido, deben destacarse los meses de noviembre y diciembre, cuando el precio de MIBGAS llega a situarse incluso por debajo del precio del TTF.

Gráfico 55

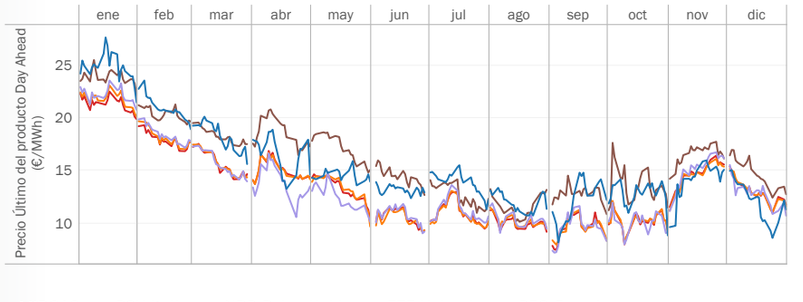
Evolución del Precio Último Diario del producto MIBGAS D+1 (2018-2019)



Fuente: MIBGAS.

Gráfico 56

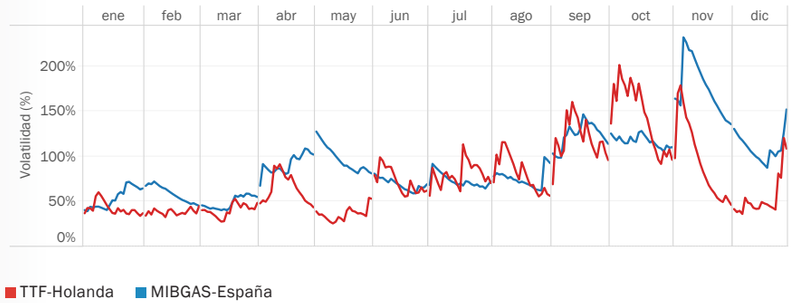
Evolución del Precio Último, por día de negociación, del producto *Day Ahead* en MIBGAS y en los principales *hubs* europeos (2019)



Fuente: MIBGAS, ICE, GME y EEX. Elaboración propia.
Nota: no se han considerado los fines de semana. El producto Day Ahead se corresponde con el producto con entrega en el siguiente día laborable a su negociación.

Gráfico 57

Evolución de la volatilidad de los precios del producto *Day Ahead* en MIBGAS y en el TTF (2019)



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

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

En 2019, los mercados de gas natural europeos registraron valores medios anualizados de volatilidad superiores a los de 2018. En el *Gráfico 57* se muestran los valores de volatilidad de MIBGAS y el TTF, situados entre el 26% y el 232% para sus productos diarios (D+1). La volatilidad anualizada de MIBGAS se situó en un valor del 91%, superior a la del TTF, cuya volatilidad fue del 73%[18].

Entre los meses de enero y mayo, la volatilidad de MIBGAS fue superior a la del TTF; mientras que en los meses de verano (junio-septiembre), fue muy similar en ambos mercados. Por su parte los cambios en la volatilidad durante el cuarto trimestre del año fueron bastante bruscos, destacando el pico mostrado a principios de noviembre.

18 En 2018 los valores anualizados de la volatilidad (MIBGAS 63%, TTF 91%) fueron inferiores a los mostrados este año.

Durante los dos últimos meses del año, se invirtió de forma puntual el flujo de gas natural entre España y Francia debido al menor precio de MIBGAS frente al PEG

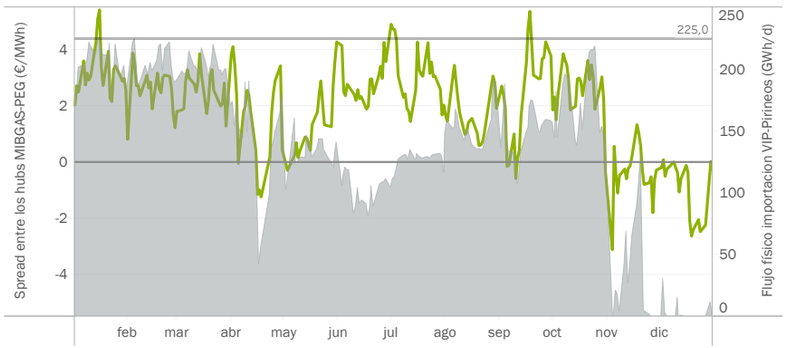
Nivel de integración de MIBGAS con el resto de mercados *spot* de Europa

En el *Gráfico 12* se muestran los flujos de importación de gas en la interconexión VIP Pirineos y el *spread* entre ambas zonas de mercado (MIBGAS-PEG).

Observando la evolución anual del *spread* MIBGAS-PEG *(Gráfico 58)*, se puede señalar cómo hasta el mes de noviembre el diferencial de precios entre ambos mercados se mantuvo en valores elevados que mantuvieron los flujos de importación de gas natural, de forma general, por encima de los 100 GWh/d. Sin embargo, los dos últimos meses del año el precio de MIBGAS fue inferior al del PEG durante la gran parte de los días, lo que produjo un descenso generalizado del uso de la interconexión, llegando a invertirse el flujo puntualmente entre las dos zonas.

Así, como se muestra en la *Figura 1*, el *spread* entre MIBGAS y PEG fue mayor a 2€/MWh durante más de la mitad del año, lo que señala que es necesario fomentar la integración de precio con los mercados europeos.

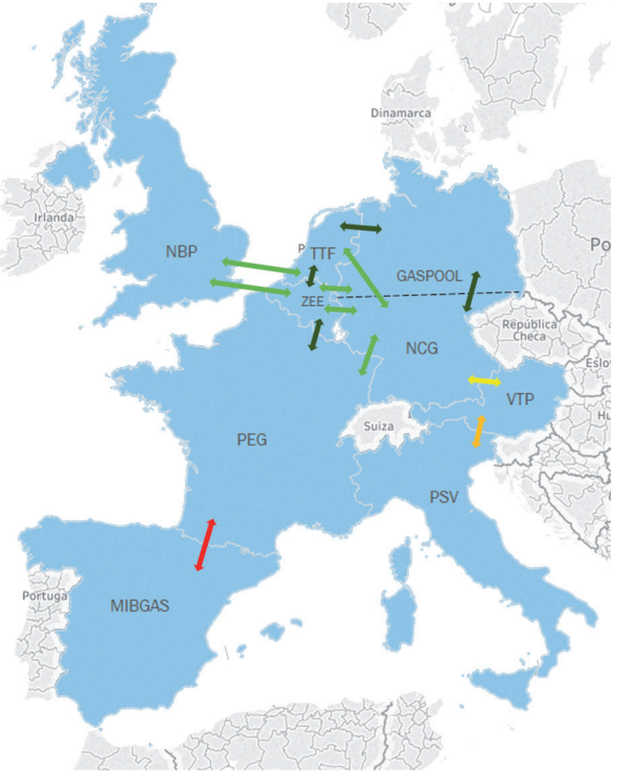
Gráfico 58
Evolución del flujo físico de importación VIP Pirineos y *spread* MIBGAS-PEG para el producto *Day Ahead* (2019)



MIBGAS-PEG Flujo físico importación

Fuente: Enagás, EEX y MIBGAS. Elaboración propia.
Nota: se han excluido los fines de semanas y los días festivos.

Figura 1
Valores medios del *spread* correspondiente al producto *Day Ahead* entre mercados europeos adyacentes durante, al menos, el 75% de los días de mercado (2019)



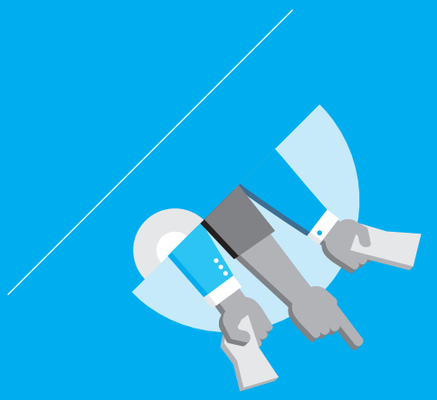
⟷ Al menos el 75% de los días con *spread* ≤ 0,5€/MWh
⟷ Al menos el 75% de los días con *spread* ≤ 1€/MWh
⟷ Al menos el 75% de los días con *spread* ≤ 1,5€/MWh
⟷ Al menos el 75% de los días con *spread* ≤ 2€/MWh
⟷ Al menos el 75% de los días con *spread* > 2€/MWh

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

Los mercados gasistas del noroeste de Europa siguen conformando una zona de mercado muy integrada con diferencias de precios mínimos entre ellos. La unificación de los mercados franceses no se ha revertido en una mejor integración del resto de los *hubs* del sur de Europa (España e Italia), que aún quedan distanciados del resto.

MIBGAS Derivatives

CAPÍTULO 4



Durante 2019, se han incorporado nuevos servicios como el registro de operaciones OTC y el mercado spot de GNL, un hito al ser el primer mercado organizado en ofrecer productos de GNL en plantas de regasificación

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:

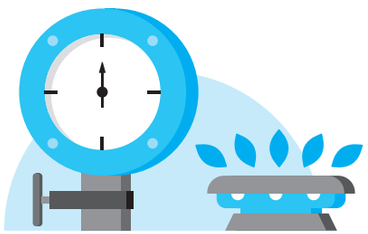
b) Productos de transferencia de titularidad del gas entregados en el Punto Virtual de Balance del sistema con un horizonte temporal mayor al último día del mes siguiente al de la realización de la transacción.

MIBGAS Derivatives se crea para gestionar la negociación de productos no regulados como futuros de gas natural y GNL y, en un futuro, de almacenamientos subterráneos

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 de 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.



MIBGAS DERIVATIVES CUENTA DESDE

2018

con un creador de mercado para fomentar su liquidez

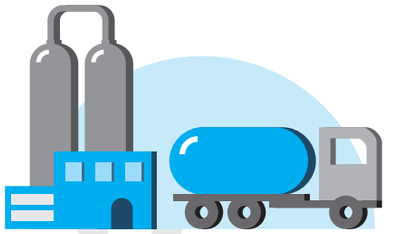
Las Reglas de Mercado de MIBGAS Derivatives Plazo se publicaron el día 17 de enero de 2018, como “Anexo: Reglas específicas de MIBGAS Derivatives plazo”, donde se detallan los productos, las características específicas de este segmento y las funciones de la ECC. Finalmente se inició la negociación el 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. El 8 de enero de 2019 se publicó la Instrucción 2019/01-Registro de transacciones OTC, que de conformidad con los establecido en el punto 6.2 “Detalles operativos del registro de Transacciones OTC” del Anexo I: Reglas específicas de MIBGAS Derivatives plazo, se procede a la comunicación de los pasos a seguir, por parte de un Bróker o un Agente, para el registro de transacciones OTC en MIBGAS Derivatives. Finalmente se puso en marcha el 9 de enero el servicio de registro, compensación y liquidación de las transacciones bilaterales (OTC) en toda la curva de futuros de gas natural con entrega en el Punto Virtual de Balance (PVB).

Respecto a las Reglas de Mercado de MIBGAS Derivatives Spot, se publicaron el 30 de noviembre de 2018, donde se detallan sus características específicas, tales como los productos, funcionamiento y facturación y pagos. El 25 de abril de 2019 se actualizó el “Anexo: Reglas específicas de MIBGAS Derivatives Spot”, donde se detallan los productos negociados y el horizonte temporal, ese mismo día se actualizaron las reglas.

PRODUCTOS SPOT DE GAS NATURAL LICUADO

11 junio 2019

comienza su negociación en todas las plantas españolas

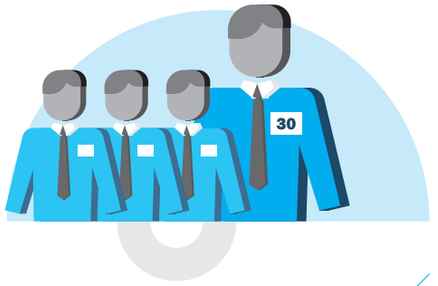


MIBGAS Derivatives cuenta con sus propias reglas para la negociación de sus productos

El 30 de mayo de 2019 se publicó la Instrucción 2019/03-Negociación de productos de GNL, que de conformidad con el punto 3.4 “Inicio de la negociación” del Anexo a las Reglas de MIBGAS Derivatives Spot se comunicó el inicio de la negociación el día 11 de junio de 2019 tanto de los productos Intradiarios como Diarios de las seis plantas de regasificación existentes en España: Barcelona, Sagunto, Cartagena, Huelva, Mugardos y Bilbao.

Así mismo, el 30 de mayo de 2019 se lanzó la Instrucción 2019/02-Tarifas donde, según lo establecido en el punto 6.2.2 “Estructura tarifaria” de las Reglas de MIBGAS Derivatives, se procedió a la comunicación de las tarifas de aplicación de MIBGAS Derivatives, incluyendo el Segmento Spot.

De manera adicional, el 10 de junio de 2019 se publicó la Instrucción 2019/04-Validaciones adicionales en la negociación de MIBGAS Derivatives Spot. Conforme a lo establecido en el punto 2.1 “Requisitos para adquirir la condición de Agente en MIBGAS Derivatives Spot”, se informa a los Agentes que MIBGAS Derivatives podrá solicitar documentación adicional que acredite niveles suficientes de liquidez y solvencia técnica y económica para garantizar su operación en el mercado y, según dicha información, podrá establecer límites máximos en el volumen negociado por los Agentes o establecer rango de precios.



El número de Agentes de MIBGAS Derivatives es, a cierre de 2019, de 30, casi el doble de los registrados a finales de 2018

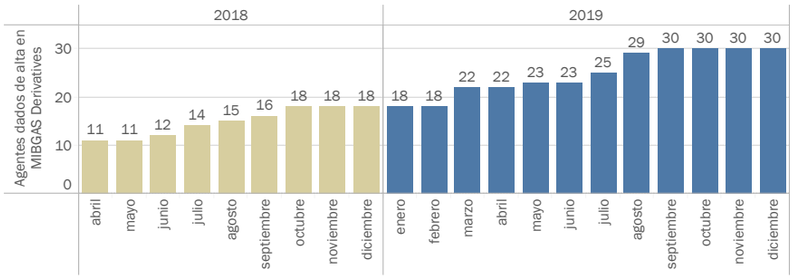
Segmento Plazo

Número de Agentes /

El número de Agentes registrados a 31 de diciembre de 2019 ha sido de 30. El *Gráfico 59* muestra la evolución mensual del número de Agentes dados de alta en MIBGAS Derivatives desde abril de 2018.

Gráfico 59

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 a finales de 2018. Durante 2019 destaca el aumento producido durante el mes de agosto, que pasó de 23 a 28 Agentes. Fue en noviembre cuando se alcanzaron los 30 Agentes con los que ha finalizado 2019.

Volúmenes negociados /

En el siguiente *Gráfico 60* se muestra el volumen negociado en MIBGAS Derivatives durante los dos últimos años. A 31 de diciembre de 2019 se acumula un volumen total negociado de 7.626,27 GWh, que representa un crecimiento del 282% respecto al 2018, donde se habían alcanzado los 1.997,57 GWh negociados.

Además, se muestra la evolución mensual de gas negociado en MIBGAS Derivatives. Cabe destacar el fuerte incremento del volumen negociado entre los meses de abril, mayo, junio y julio, desde 681 GWh hasta 1.564 GWh, alcanzando el máximo de negociación mensual en MIBGAS Derivatives; a partir de dicho mes, el volumen mensual se ha mantenido superior a 350 GWh, lo que supone un ligero contraste con respecto a los tres primeros meses del año 2019.

VOLUMEN TOTAL NEGOCIADO

en MIBGAS Derivatives Plazo, a 31 de diciembre de 2019, fue de

7.626 GWh

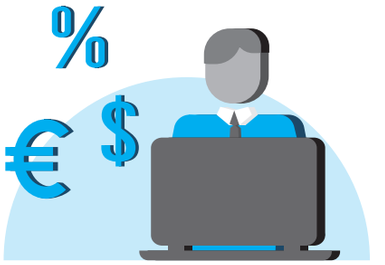
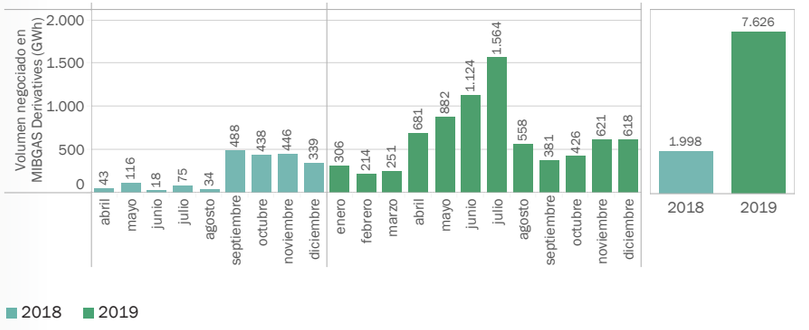


Gráfico 60

Evolución mensual del volumen de gas negociado en MIBGAS Derivatives (GWh)



Fuente: MIBGAS.

El producto con mayor volumen negociado durante 2019 fue el M+2, con un total de 3.516,54 GWh

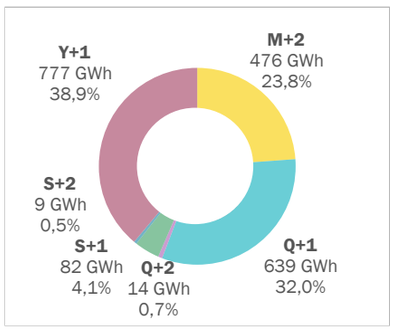
Volumen negociado por producto /

En el *Gráfico 61* se muestra el volumen negociado desagregado por producto, en la parte izquierda se muestran los valores de 2018 y a la derecha los de 2019. Cabe destacar que se han negociado durante 2019 un total de 10 productos de los 11 que se listan cada día, que a diferencia de 2018 fueron 6. El producto con mayor volumen negociado durante 2019 fue el M+2, con un total de 3.516,54 GWh. Sin embargo, el producto Y+1 que se posicionaba en primera posición en 2018 con 777,45 GWh, durante 2019 se sitúa en un segundo lugar con un volumen negociado de 1.614,06 GWh, lo que supone un incremento del 108%.

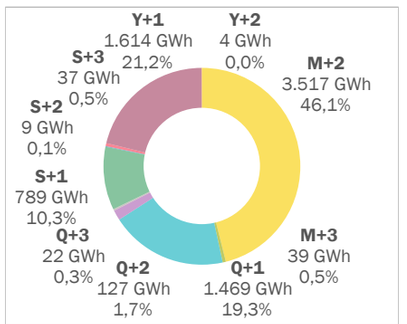
Número de transacciones por producto /

En el *Gráfico 62* se muestra el número de transacciones desagregado por producto. El número total de transacciones realizadas en 2019, que se sitúa en 1.583, supera en alrededor de 1.400 las registradas en 2018.
El producto con mayor número de transacciones es el M+2, que suma 1.276 a final de año y que equivale al 80,7% del total de las transacciones llevadas a cabo durante el 2019. En segunda y tercera posición se mantienen los productos Q+1 y Y+1, como en el 2018.

Gráfico 61
Volumen negociado en MIBGAS Derivatives, desagregado por productos



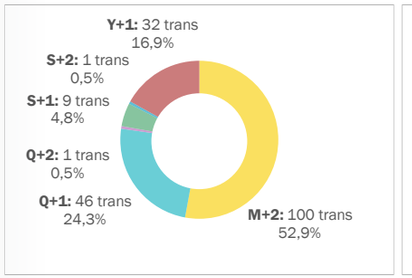
TOTAL 2018: **1.998 GWh**



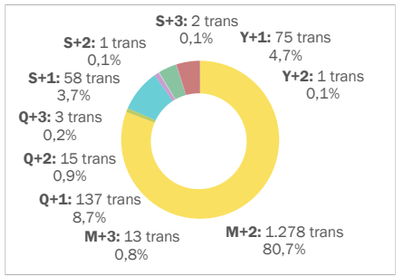
TOTAL 2019: **7.626 GWh**

Fuente: MIBGAS.

Gráfico 62
Número de transacciones en MIBGAS Derivatives, desagregado por productos



TOTAL 2018: **189 transacciones**



TOTAL 2019: **1.583 transacciones**

Fuente: MIBGAS.

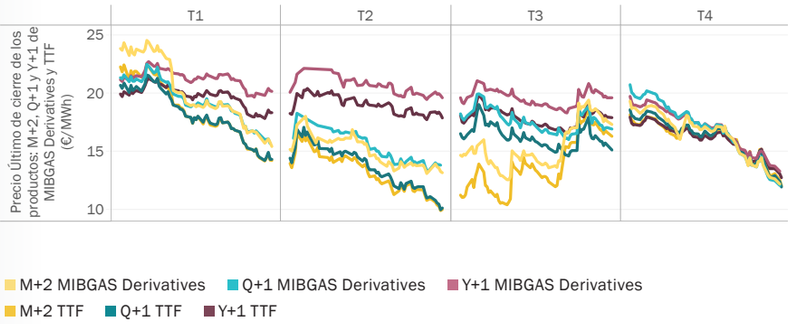
Señales de precio y correlación con mercados europeos /

En el *Gráfico 63* 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 tres productos más representativos de este mercado.

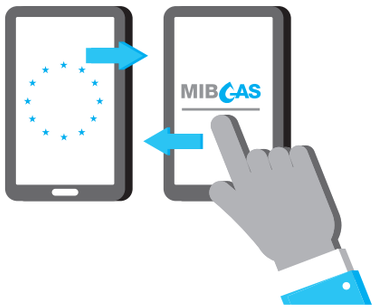
Todos ellos replican la tendencia de sus homólogos en el TTF desde que se inició la negociación de dichos productos en España. Concretamente los productos representados son: el mensual M+2, el trimestral Q+1 y el anual Y+1; con un *spread* medio de 1,37 €/MWh, 1,27 €/MWh y 1,43 €/MWh respectivamente. Si se compara con el *spread* durante 2018: 2,46 €/MWh en el M+2, 2,56 €/MWh en el Q+1 y 2,05 €/MWh en el Y+1, se observa el acercamiento alcanzado con el mercado holandés durante el último año.

Gráfico 63
Evolución de precio por producto en MIBGAS Derivatives y TTF



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

Existe una clara correlación entre el precio del mercado de referencia europeo, el TTF, y el obtenido en MIBGAS Derivatives



VOLUMEN TOTAL DE GNL NEGOCIADO

MIBGAS Derivatives Spot acumula al cierre de 2019

560 MWh

repartidos en 7 transacciones, la mayor parte producidas en el producto Intradiario de la planta de Barcelona

Segmento Spot

MIBGAS Derivatives inició durante 2019, en concreto el 11 de junio, la negociación de productos de GNL (gas natural licuado) en plantas de regasificación con el objetivo de dar, por primera vez en Europa, una señal de precios de GNL transparente.

La negociación de GNL comenzó con productos Spot (Intradiario y Diario), tanto en subasta (de 10 a 11 horas) como en mercado continuo (de 11 a 18 horas) en las seis plantas de regasificación existentes en España con la intención de ofrecer, en el futuro, productos de GNL a más largo plazo.

Volúmenes negociados /

En el siguiente *Gráfico 64* se muestra el volumen negociado en MIBGAS Derivatives en el Segmento Spot durante los siete últimos meses del 2019.
A 31 de diciembre de 2019 se acumula un volumen total negociado de 760 MWh, repartido en 7 transacciones, la mayor parte se han producido en el producto Intradiario de la planta de Barcelona.

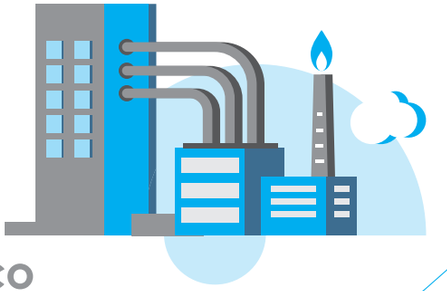
Registro OTC

Desde el 9 de enero se puso en marcha el servicio de registro, compensación y liquidación de transacciones bilaterales (OTC) de toda la curva de futuros de gas natural con entrega en el Punto Virtual de Balance español (PVB).

Los OTC registrados pueden ser negociados tanto a través de brókeres como directamente entre los Agentes del Mercado Organizado, realizándose su compensación y liquidación en OMIClear. Se han cerrado acuerdos con Arraco, CIMD, ICAP, TP ICAP y Tullet-Prebon.
Al igual que el resto de operaciones en el mercado, tendrán consideración de productos con entrega física, estando fuera del ámbito de aplicación de la regulación MiFID II.

Gráfico 64
Volumen de gas negociado en MIBGAS Derivatives: Segmento Spot (GWh)

Fuente: MIBGAS.

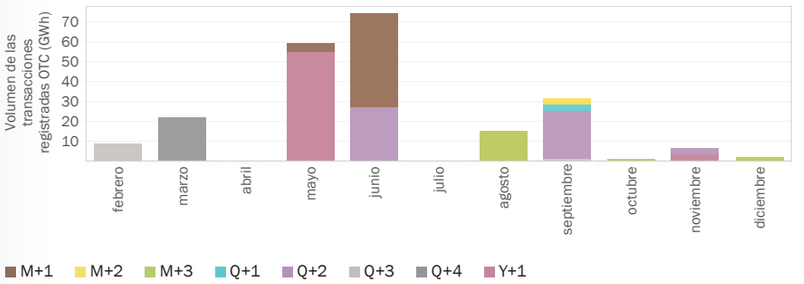


En junio se alcanzó el pico de volumen registrado en MIBGAS Derivatives con un total de 74,1 GWh

Volúmenes registrados /

En el *Gráfico 65* se muestran los volúmenes de las transacciones bilaterales registradas a través de la plataforma de MIBGAS desde su inicio en enero de 2019. En el mes de junio se alcanzó el mayor volumen registrado con un total de 74,1 GWh, repartido entre los productos M+1 y Q+2. Sin embargo, el mes en el que más registros OTC se produjeron fue septiembre con un total de 6 operaciones, de las cuales, la mitad fueron del producto Q+2.

Gráfico 65
Volumen de gas registrado OTC (GWh)



Fuente: MIBGAS.

Los retos de MIBGAS

CAPÍTULO 5

Impulsar la liquidez, el desarrollo de nuevos productos y hacer de MIBGAS una referencia del sector energético en la Península Ibérica proporcionando señales de precio en toda la curva de gas natural y de GNL han sido siempre prioridades en MIBGAS

Desde el primer día de negociación, hace más de cuatro años, MIBGAS trabaja en el desarrollo de la madurez del Mercado Ibérico del Gas. Potenciar el crecimiento de la liquidez, el desarrollo de nuevos productos, así como hacer de MIBGAS una referencia del sector energético en la Península Ibérica proporcionando señales de precio en toda la curva tanto de gas natural como de gas natural licuado, han sido siempre prioridades en MIBGAS. Es por ello, que los retos que afronta MIBGAS a corto y medio plazo gravitan en torno a estas ideas.

Tres son las principales iniciativas que canalizan el futuro:
(1) el desarrollo de la liquidez en productos a plazo,
(2) el desarrollo del mercado organizado de GNL, y
(3) la creación del Mercado Ibérico del Gas en toda la península,

En junio de 2019, MIBGAS comienza la negociación de productos GNL Spot, todo un hito dentro de los mercados organizados gasistas

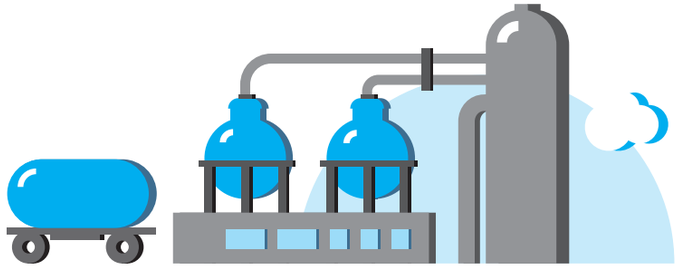
con el inicio de la negociación de productos de gas natural con entrega en Portugal.

Desarrollo de la liquidez en productos a plazo

Desde que en abril de 2018 MIBGAS extendiese el alcance de su negociación a productos con entrega futura, desde dos meses hasta dos años tras efectuarse la transacción, el volumen negociado se ha incrementado progresivamente. Sin embargo, es necesario reforzar la liquidez a fin de ofrecer al mercado una señal de precio sólida en toda la curva. Para ello, disponer de creadores de mercado, ahondar en la integración del mercado con las plataformas electrónicas de negociación referentes del sector, así como disminuir el impacto de las barreras de entrada al mercado ya sea en los procesos de alta, de negociación, de garantías o liquidación, resulta fundamental.

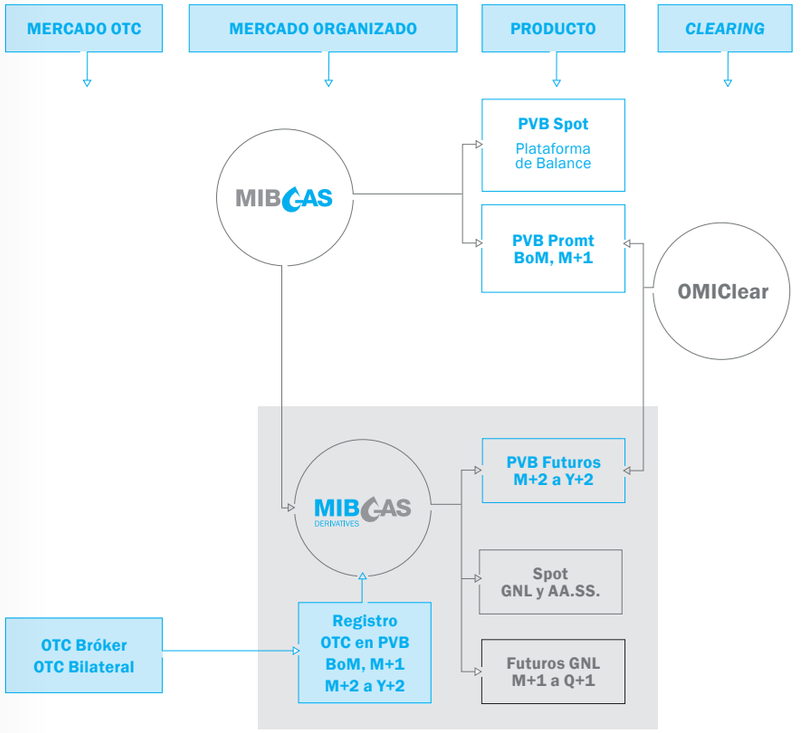
Desarrollo del mercado organizado de GNL

En junio de 2019, MIBGAS Derivatives comienza la negociación de productos GNL Spot, todo un hito dentro de los mercados organizados gasistas. Por primera vez un producto de la complejidad del GNL se negocia de manera continua en plataforma electrónica con entrega física. Un producto en el que tanto su negociación en plataforma electrónica, la gestión de sus garantías asociadas, su liquidación económica, como su entrega, es realizada por MIBGAS Derivatives, sin necesidad de darse de alta en Cámara de Compensación *(Figura 2)*.



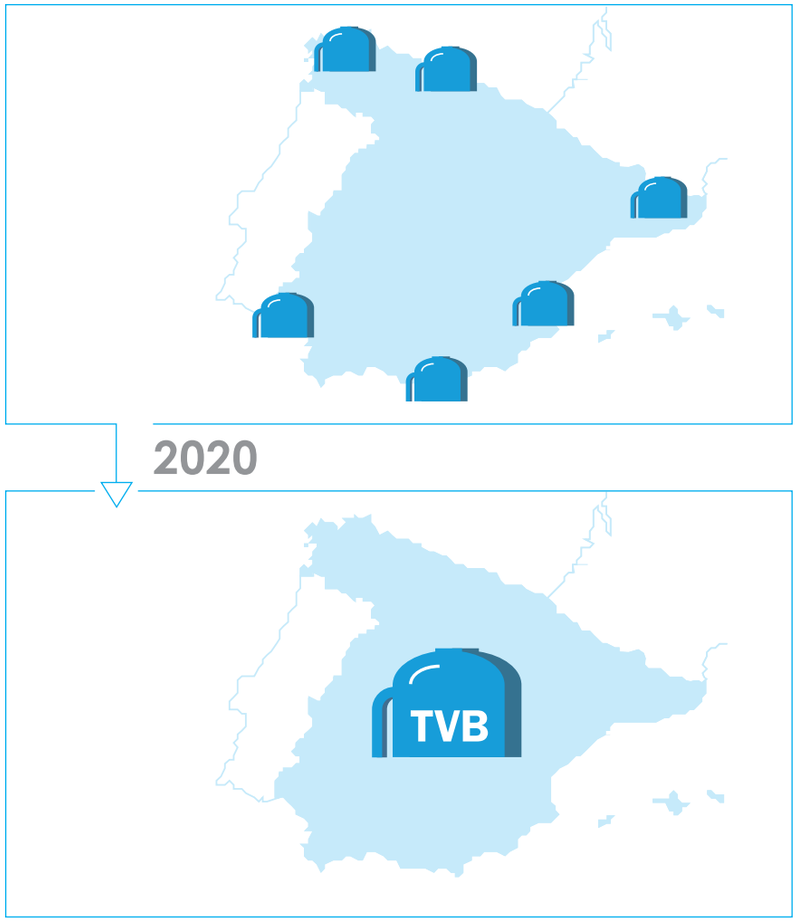
Ocurre además en 2019 que con la aprobación de la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural y de la Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural, se abre un contexto regulatorio totalmente nuevo en el sector, particularmente en un activo de tanta relevancia hoy en día, para España y para el mundo, como es el gas natural licuado.

Figura 2
Estructura por productos del Mercado Organizado ibérico de Gas



Fuente: MIBGAS.
Nota: negociación de Futuros GNL M+1 a Q+1 en estudio.

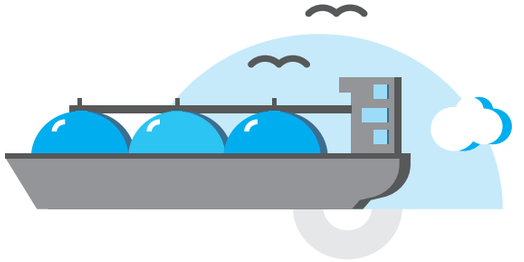
Figura 3
Creación de un Tanque de GNL Virtual de Balance en 2020



Fuente: Enagás, MIBGAS.

Con la llegada de una regulación de balance de GNL más rígida y la creación del "tanque único", el cual permitirá que los actuales micromercados de GNL de cada planta de regasificación virtualmente se conformen como un único mercado de GNL nacional *(Figura 3)*, se abre un universo de posibilidades para incrementar la liquidez del mercado de gas natural licuado en España, existiendo la posibilidad real de convertirse en el centro de negociación del GNL en Europa.

19 Asignación explícita de capacidad: método de asignación de capacidad por el que únicamente se asigna capacidad. Asignación implícita de capacidad: método de asignación de capacidad en el que se asigna gas y capacidad de forma simultánea, como resultado de un mecanismo de mercado.



MIBGAS actualmente ofrece productos Spot de GNL con entrega en el mismo día y al día siguiente

MIBGAS actualmente dispone de productos *spot* con entrega intradiaria y al día siguiente que, ayudarán a que los distintos participantes del mercado del GNL español puedan realizar, en un contexto regulatorio más exigente, una gestión eficiente de su balance.

CRECIMIENTO MIBGAS DERIVATIVES

El volumen negociado en MIBGAS Derivatives creció, durante 2019, un

282%

Desarrollo del Mercado Organizado Ibérico de Gas natural

Desde hace años, la creación de un mercado ibérico gasista, al uso del que actualmente existe en el mercado eléctrico, es un objetivo tanto para España como para Portugal. A tal fin, en el propio preámbulo de la ley 8/2015 del 21 de mayo del Sector de Hidrocarburos se indica que: *"La regulación que se incluye en la presente Ley pretende la integración en el mercado organizado de gas de la actividad desarrollada en toda la península ibérica, tanto la parte española como la portuguesa"*. Pese a todo, los avances dirigidos al mencionado objetivo han sido desiguales.

En un principio, el objetivo del Mercado Ibérico era la negociación de productos en España y Portugal mediante un mecanismo de asignación implícita de capacidad[19] el cual permitiese tanto

La creación de un mercado ibérico gasista, al uso del que actualmente existe en el mercado eléctrico, es un objetivo tanto para España como para Portugal

la transferencia de titularidad de gas como la asignación de la capacidad transfronteriza necesaria. Sin embargo, este modelo se postpone a una segunda fase en aras a una mayor simplicidad, con el objeto de no retrasar la implantación del Mercado Ibérico.

Por consiguiente, se está considerando la implantación de una fase previa a la llegada del mecanismo implícito de capacidad transfronteriza antes comentado: a través de un mecanismo explícito de capacidad y de la aprobación por parte del regulador portugués ERSE de unas Reglas independientes para la negociación de productos en Portugal (MIBGAS ya está nominado en Portugal como la plataforma de balance). De esta manera, podría comenzarse la negociación de productos con entrega en Portugal, dejando la implantación de un mercado basado en mecanismos implícitos de capacidad para una segunda fase.

Aunque en 2019 se ha progresado enormemente en hacer realidad el Mercado Ibérico del Gas, la realidad es que al igual que ya se mencionó en este mismo informe en 2018: *"todavía no se han eliminado las barreras 'no físicas' que impiden la integración de ambos mercados"*.

Anexo I
Unidades

UNIDAD	ABREVIATURA	EQUIVALENCIA CON 1 bcm:
1.000 millones de metros cúbicos de gas natural	bcm gas natural	1
1 metro cúbico de gas natural	m^3 gas natural	1.000.000.000
Terawatio-hora ($1x10^{12}$ Watio-hora)	TWh	9,77
Petajulio ($1x10^{15}$ Julios)	PJ	35,17
1 metro cúbico de GNL	m^3 GNL	1.749.925,37
Megatoneladas de GNL ($1x10^6$ toneladas)	Mt GNL	0,78
Megatoneladas equivalentes de petróleo ($1x10^6$ toneladas)	MTOE	0,84

Fuente: Gasunie.

Anexo II
Bibliografía

Agora Energiewende. (2019).
The European Power Sector in 2019.
Londres: Sanbag.

Cheniere. (25 de septiembre de 2014).
Semiannual progress report.
Obtenido de https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/10/f18/CCLQ12_99_LNG%20_%20Cheniere%2009-25-14%20DOE%20semi-annual%20report%20Mar%20-%20Aug%202014.pdf

Enagás. (30 de diciembre de 2019).
El consumo de gas natural crece un 14% en 2019 y bate récord en España.

EnergyQuest. (6 de enero de 2020).
Australia tops Qatar as biggest LNG exporter.

International Gas Union. (2019a).
Wholesale Gas Price Survey.
Vevey: International Gas Union.

International Gas Union. (2019b).
World LNG Report.
Vevey: International Gas Union.

Refinitiv. (2019).
Carbon Market Year in Review.
Londres: Refinitiv.

Rogers, H. (2017).
The Forthcoming LNG Supply Wave: A Case of 'Crying Wolf'? Oxford: The Oxford Institute for Energy Studies.
Obtenido de https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2017/02/The-Forthcoming-LNG-Supply-Wave-OIES-Energy-Insight.pdf

U.S. Energy Information Administration. (29 de enero de 2020).
Annual Energy Outlook 2020.
Obtenido de https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2020%20Full%20Report.pdf

Anexo III
Listado de imágenes, gráficos, tablas y figuras

Imágenes

Imagen 1: Plataforma de *trading* de MIBGAS / 20

Imagen 2: Ejemplo de productos de MIBGAS en el módulo Trayport Joule / 20

Gráficos

Gráfico 1. Exportación anual de GNL por países productores 2014-2018 (en Mt de GNL) / 30

Gráfico 2. Exportación anual de GNL de Qatar por destino 2017-2019 (en bcm) / 31

Gráfico 3. Exportación anual de GNL de Australia por destino 2017-2019 (en bcm) / 32

Gráfico 4. Exportación anual de GNL de EE. UU. por destino 2017-2019 (en bcm) / 32

Gráfico 5. Capacidad nominal de licuefacción 2014-2018 (en Mt anuales de GNL) / 34

Gráfico 6. Estimación 2020-2050 de las importaciones y exportaciones de gas natural y GNL en Estados Unidos (en trillones de pies cúbicos) / 35

Gráfico 7. Estimación de la capacidad de licuefacción 2018-2024 por país (en Mt anuales de GNL). Utilización de la capacidad de licuefacción en 2018 por país (en %) / 35

Gráfico 8. Importación anual de GNL por país 2014-2018 (en Mt de GNL) / 38

Gráfico 9. Importación anual de GNL por área geográfica 2015-2019 (en bcm) / 39

Gráfico 10. Importación mensual de GNL a Europa 2017-2019 (en bcm) / 40

Gráfico 11. Importación anual de GNL a Italia, Reino Unido, Francia y España 2017-2019 (en bcm) / 41

Gráfico 12. Importación mensual de GNL a Italia, Reino Unido, Francia y España 2017-2019 (en bcm) / 41

Gráfico 13. Nivel de llenado de los almacenamientos subterráneos en Europa 2017-2019 (en %) / 42

Gráfico 14. Importación mensual de GNL a España 2017-2019 (en bcm) / 43

Gráfico 15. Nivel mensual de llenado de tanques de GNL en plantas de regasificación españolas 2018-2019 (en %) / 43

Gráfico 16. Precio *spot* de GNL en Asia 2017-2019 (en €/MWh) / 44

Gráfico 17. Netback con origen planta de licuefacción Sabine Pass (EE. UU.) destino Japón, Reino Unido y España (en $/MMBtu) / 45

Gráfico 18. Diferencia mensual entre el ratio de exportación de Estados Unidos a Europa y su promedio 2017-2019 y el ratio de exportación de Estados Unidos a Asia y su promedio 2017-2019 (en número de veces) / 46

Gráfico 19. Netback con origen Qatar destino Japón, Reino Unido y España (en $/MMBtu) / 47

Gráfico 20. Diferencia mensual entre la ratio de exportación de Qatar a Europa y su promedio 2017-2019 y la ratio de exportación de Qatar a Asia y su promedio 2017-2019 (en número de veces) / 49

Gráfico 21. Mecanismos de formación de precio de gas natural en Europa 2005-2018 (en %) / 50

Gráfico 22. Mecanismos a nivel global de formación de precio de GNL en 2005-2018 (en %) / 50

Gráfico 23. Cotización del crudo (Brent M+1) y del gas natural en Europa, (TTF M+1) / 51

Gráfico 24. Cotización *spot* (D+1) del gas natural en diferentes mercados europeos (en €/MWh) / 52

Gráfico 25. Cotización del producto TTF Y+1 en 2018 (€/MWh). Cotización del producto TTF D+1 en 2019 (€/MWh) / 53

Gráfico 26. Variación de la cotización de la curva de futuros de gas natural en TTF en el trimestre 1 de 2019 (en €/MWh) / 56

Gráfico 27. Variación de la cotización de la curva de futuros de gas natural en TTF en el trimestre 2 de 2019 (en €/MWh) / 57

Gráfico 28. Variación de la cotización de la curva de futuros de gas natural en TTF en el trimestre 3 de 2019 (en €/MWh) / 59

Gráfico 29. Variación de la cotización de la curva de futuros de gas natural en TTF en el trimestre 4 de 2019 (en €/MWh) / 59

Gráfico 30. Cotización de los derechos de emisión de CO_2 en Europa 2018-2019 (en €/tonelada de CO_2) / 60

Gráfico 31. Cotización producto Q+1 del carbón API2 en Europa (en $/tonelada de carbón) / 61

Gráfico 32. Cotización de *Clean Dark Spread* y del *Clean Spark Spread* 2010-2019 (en €/MWh) / 61

Gráfico 33. Variación del uso del lignito, la hulla-antracita, el gas natural y el viento en la generación eléctrica europea entre 2018 y 2019 (en TWh) / 62

Gráfico 34. Precio Último del producto MIBGAS D+1 2016-2019 (en €/MWh) / 64

Gráfico 35. Cotización del producto MIBGAS Q+1 en 2018-2019 (€/MWh). Cotización del producto TTF D+1 en 2019 (€/MWh) / 69

Gráfico 36. Correlación entre el producto TTF Q+1 y PVB Q+1 por cuatrimestres 2019 / 70

Gráfico 37. Cotización del producto Q+1 en MIBGAS y en TTF 2019 (en €/MWh). Diferencial de precio del producto Q+1 entre MIBGAS y TTF (en €/MWh) / 71

Gráfico 38. Demanda total de gas natural en España 2016-2019 (en TWh) / 71

Gráfico 39. Demanda de gas natural para generación eléctrica en España 2016-2019 (en TWh) / 72

Gráfico 40. Generación eléctrica en España por tecnologías 2016 -2019 (en TWh) / 73

Gráfico 41. Correlación entre el precio eléctrico y el del gas. Todos los días del año 2018 / 74

Gráfico 42. Correlación entre el precio eléctrico y el del gas. Todos los días del año, excluidos fines de semana y el 10% de los días con menor participación de los ciclos combinados en el mix eléctrico de 2018 / 75

Gráfico 43. Correlación entre el precio eléctrico y el del gas. Todos los días del año 2019 / 75

Gráfico 44. Correlación entre el precio eléctrico y el del gas. Todos los días del año, excluidos fines de semana y el 10% de los días con menor participación de los ciclos combinados en el mix eléctrico de 2019 / 76

Gráfico 45. Diferencial de precio spot promedio mensual entre MIBGAS y el PEG francés 2018-2019 (en €/MWh) / 77

Gráfico 46. Balance neto mensual en la interconexión España-Francia (en TWh) / 77

Gráfico 47. Evolución (anual y mensual) del número de Agentes dados de alta en MIBGAS y del número de Agentes activos en el mercado / 80

Gráfico 48. Evolución (anual y mensual) del volumen de gas negociado en MIBGAS (GWh) y porcentaje de la demanda nacional de gas natural cubierto por MIBGAS / 81

Gráfico 49. Variación del volumen acumulado anual negociado en MIBGAS, desagregado por productos (2018-2019) / 83

Gráfico 50. Variación del volumen acumulado anual negociado en MIBGAS, desagregado por tipo de negociación (2018-2019) / 83

Gráfico 51. Evolución del volumen total anual negociado en MIBGAS por los *market makers* y por el resto de los Agentes del mercado (GWh) / 84

Gráfico 52. Evolución del volumen anual de gas negociado en MIBGAS desagregado por tipo de negociación: subasta y mercado continuo (2016-2019) / 85

Gráfico 53. Media anual (2016-2019) y mensual (2019) del índice HHI diario diferenciando entre transacciones de compra y de venta en MIBGAS / 91

Gráfico 54. Evolución del precio de cada producto negociado en MIBGAS en 2019 / 93

Gráfico 55. Evolución del Precio Último Diario del producto MIBGAS D+1 (2018-2019) / 94

Gráfico 56. Evolución del Precio Último, por día de negociación, del producto *Day Ahead* en MIBGAS y en los principales *hub*s europeos (2019) / 95

Gráfico 57. Evolución de la volatilidad de los precios del producto *Day Ahead* en MIBGAS y en el TTF (2019) / 95

Gráfico 58. Evolución del flujo físico de importación VIP Pirineos y *spread* MIBGAS-PEG para el producto *Day Ahead* (2019) / 96

Gráfico 59. Evolución mensual del número de Agentes dados de alta en MIBGAS Derivatives / 104

Gráfico 60. Evolución mensual del volumen de gas negociado en MIBGAS Derivatives (GWh) / 105

Gráfico 61. Volumen negociado en MIBGAS Derivatives, desagregado por productos / 106

Gráfico 62. Número de transacciones en MIBGAS Derivatives, desagregado por productos / 107

Gráfico 63. Evolución de precio por producto en MIBGAS Derivatives y TTF / 107

Gráfico 64. Volumen de gas negociado en MIBGAS Derivatives: Segmento Spot (GWh) / 110

Gráfico 65. Volumen de gas registrado OTC (GWh) / 111

Tablas

Tabla 1. Productos actualmente negociados en plataforma / 18

Tabla 2. Precio Último promedio mensual del producto MIBGAS D+1 / 65

Tabla 3. Variación de Precio Último de los productos Q+1 y Y+1, el primer y último día de negociación de cada trimestre / 68

Tabla 4. 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 / 86

Tabla 5. Profundidad de las ofertas de compra y venta correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016-2019) / 87

Tabla 6. Diferencia de precio (*spread*) entre las ofertas de compra y venta correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2016-2019) / 90

Tabla 7. Número de transacciones diarias correspondientes a los productos MIBGAS Intradiario, MIBGAS D+1 y MIBGAS M+1 (2018-2019) / 90

Tabla 8. Valor medio ponderado del Precio Último diario de cada producto negociado en MIBGAS (2018-2019) / 93

Figuras

Figura 1. Valores medios del *spread* correspondiente al producto *Day Ahead* entre mercados europeos adyacentes durante, al menos, el 75% de los días de mercado (2019) / 97

Figura 2. Estructura por productos del mercado organizado ibérico de gas / 115

Figura 3. Creación de un Tanque de GNL Virtual de Balance en 2020 / 116

Edita
MIBGAS S.A.
c/Alfonso XI, 6
28014 Madrid (España)
Tel 91 268 26 01
www.mibgas.es

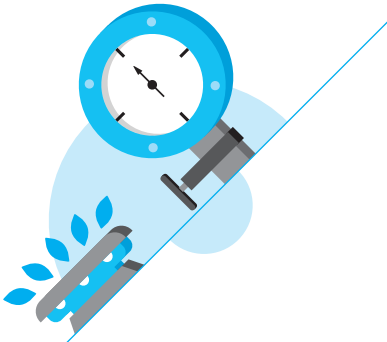
Diseño y maquetación
dis_ñ
estudio@dis-n.es

Datos de la edición
Marzo 2020
Impresión: GRAYMO S.A.
Depósito legal: M-8925-2020
ISBN: 978-84-09-19495-7

MIBGAS, comprometido con
OBJETIVOS
DE DESARROLLO
SOSTENIBLE

Impreso en papel estucado mate
de 350 g/m² para la cubierta y
de 150 g/m² para el interior.

FSC
www.fsc.org
MIX
Paper from
responsible sources
FSC® C117415



www.mibgas.es

www.mibgasderivatives.es

MIBGAS

MERCADO IBÉRICO DEL GAS