

DOCUMENTO DE CONSULTA PÚBLICA SOBRE LA PROPUESTA DE NUEVA REGULACIÓN DE LOS SERVICIOS PRESTADOS POR LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN DE GNL

Expediente: INF/DE/122/18

Septiembre 2018

La Comisión Nacional de Mercados y Competencia (CNMC) de acuerdo a la función establecida en el artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, supervisa el correcto funcionamiento del sector del gas natural. En particular, ejerce la función definida en el punto quinto de dicho artículo de supervisar las condiciones de acceso al almacenamiento, incluyendo el almacenamiento subterráneo, el almacenamiento en tanque de Gas Natural Licuado (GNL) y el gas almacenado en los gasoductos, así como otros servicios auxiliares. Adicionalmente la función decimoquinta le encomienda la supervisión del grado y la efectividad de la apertura del mercado y de competencia tanto en el mercado mayorista como minorista.

En el ejercicio de estas funciones, la CNMC ha constatado que las condiciones de acceso a los servicios de las plantas de regasificación de GNL no se adaptan a los nuevos servicios que demanda el mercado del GNL mundial; que la forma de ofertar todos los servicios puede ser mejorada, introduciendo en particular mayor flexibilidad y simplificando o estandarizando algunos procesos; y que es necesario una actualización de la regulación del acceso y de la definición de los servicios para favorecer una mayor competencia en el mercado español y, si es posible una mayor utilización de las infraestructuras.

Siendo el GNL, por su logística e influencia de los mercados internacionales, una parte esencial pero compleja del sector gasista español, y la regulación del acceso una pieza fundamental para garantizar el suministro en competencia al consumidor español de gas, es preciso lograr un nuevo marco normativo que se adapte a las necesidades del mercado mundial y nacional.

Con el fin de lograr que los desarrollos de nueva regulación se realicen de un forma totalmente transparente, objetiva y no discriminatoria, al mismo tiempo que se toma en consideración la información de las distintas empresas del sector gasista, **se somete a Consulta Pública el modelo de regulación de los servicios de las plantas de GNL que propone la CNMC. Ello sin perjuicio de los desarrollos normativos posteriores que deberán realizarse para la implementación de las medidas que se someten a la presente Consulta Pública.**

1. Antecedentes

1.1 Las plantas de regasificación españolas

En el año 2017, había seis plantas de regasificación de gas natural licuado (GNL) operativas y otra hibernada. Las plantas, titularidad de varios transportistas, **proporcionan acceso** a los comercializadores para realizar las **siguientes operaciones**:

- Descargar buques de GNL
- Almacenar GNL
- Regasificar GNL a la red de transporte por gasoducto
- Cargar cisternas de GNL con destino a planta satélite
- Cargar buques con GNL, poner en frío buques o transvasar GNL entre buques

Por la prestación de estos servicios los transportistas cobran los peajes y cánones regulados. Los transportistas tienen establecida una retribución regulada por la inversión, la operación y el mantenimiento de sus instalaciones.

España es el mayor importador de GNL de Europa (34% en 2017) y el que mayor número de plantas de regasificación y capacidad dispone. El aprovisionamiento de gas a través de **GNL supuso en 2017 el 47% del total** de las necesidades del mercado español.

En 2017 se descargaron 183,9 TWh mediante **216 buques**. Se regasificó la mayor parte: 169,6 TWh; se cargaron en cisternas 11,4 TWh (38.821 cisternas) y se volvieron a cargar en buques 1,05 TWh.

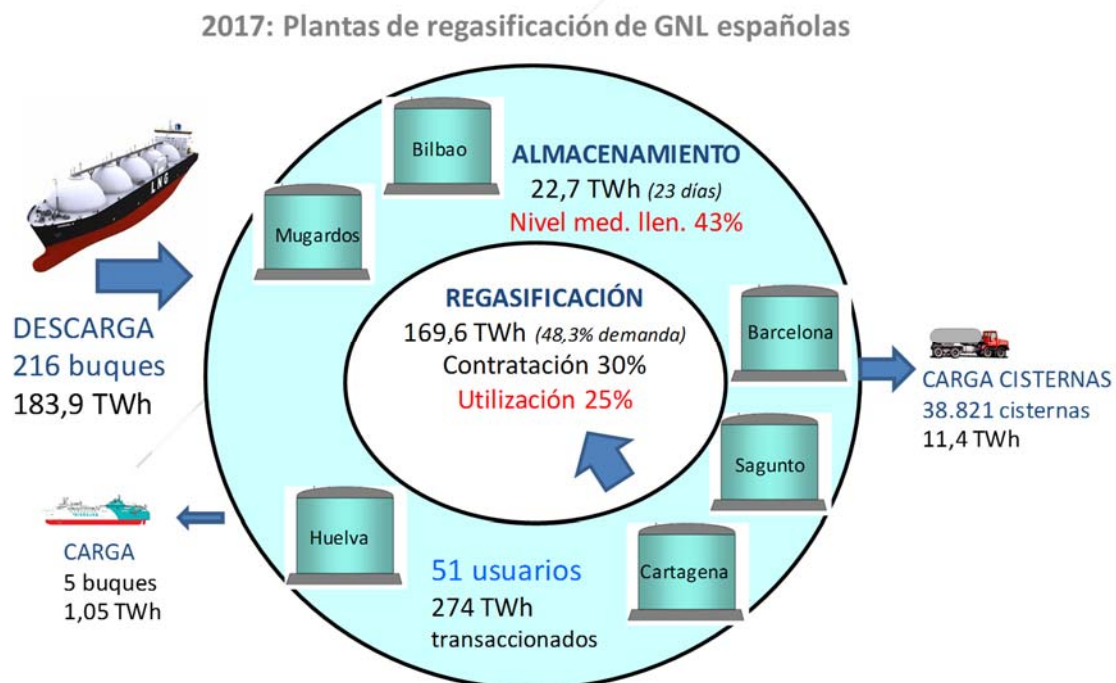
No obstante, el **nivel de utilización de las plantas fue bajo**: solo se contrató el 30% de la capacidad de regasificación y se usó el 25% de la capacidad disponible; igualmente, frente a la posibilidad de almacenar 22,7 TWh las plantas en media sólo registraron un nivel de llenado del 43% (sin contar la planta hibernada).

Además, el nivel de **utilización no fue uniforme**: la mayor parte de los comercializadores se concentra (desarrolla su actividad) en unas pocas plantas; en otras se descarga mucho menos gas y hay menos compraventas e intercambios de GNL entre comercializadores.

El volumen de gas transaccionado en las plantas casi duplica al gas regasificado. Los motivos de los comercializadores para comprar y vender GNL dentro de las plantas van desde el aprovisionamiento, hasta el balance, pasando por el trading y la optimización de la factura de peajes. El volumen de transacciones de gas en plantas también es notablemente superior al de las transacciones en el PVB (punto virtual de balance) de la red de transporte.

El modelo actual genera un importante incentivo a que la **mayor parte de los operadores se concentren en plantas concretas**: contratar las descargas, almacenamiento y regasificación en las plantas de regasificación con mayor presencia de comercializadores y, por tanto, mayor liquidez para negociar con el GNL, puesto que las transacciones bilaterales entre usuarios les permite optimizar la gestión de las existencias de GNL, disminuyendo el coste del almacenamiento. Además, operar en una sola planta es más simple, pues evita a los usuarios duplicaciones en la contratación de los servicios de regasificación y entrada al sistema de transporte.

Por este motivo, en los últimos 4 años se ha producido una **importante concentración de las transacciones de GNL** en la planta de regasificación de **Barcelona**, que representó en 2017 el 46% de la negociación de GNL en España, frente al 27% que suponía la negociación en 2013. En paralelo, se ha reducido de manera muy significativa la utilización de otras plantas y la negociación de GNL; por ejemplo, en las plantas de Mugaros y Cartagena la liquidez es 13-14 veces menor que en la de Barcelona, llegando al punto en que plantas como Sagunto, Cartagena o Mugaros pueden no tener ninguna descarga durante largos periodos de tiempo (meses), como se observa en su programación para los próximos meses, con los problemas técnicos que esto ocasiona.



Evolución del gas regasificado en cada planta desde 2008

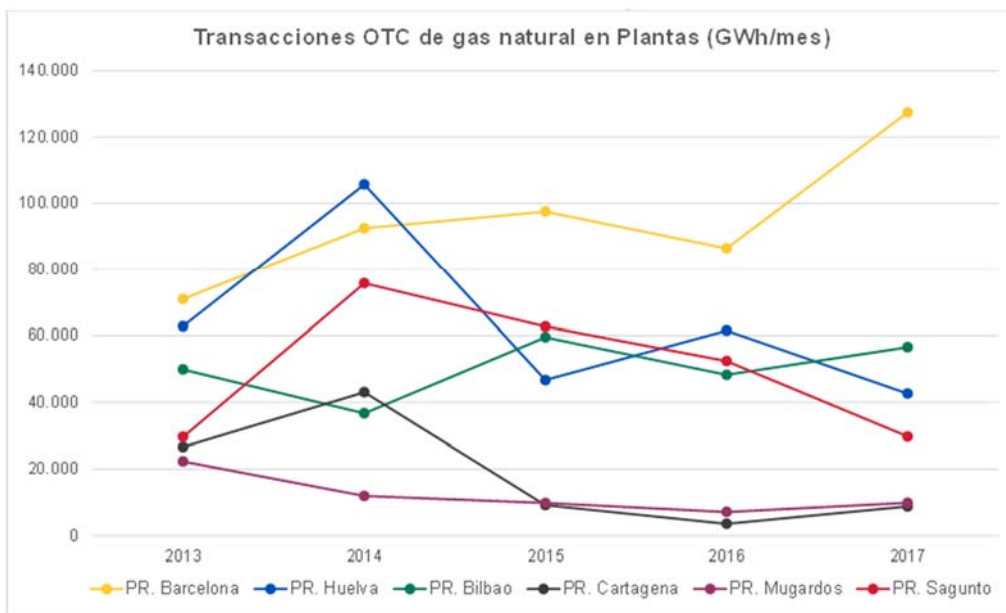
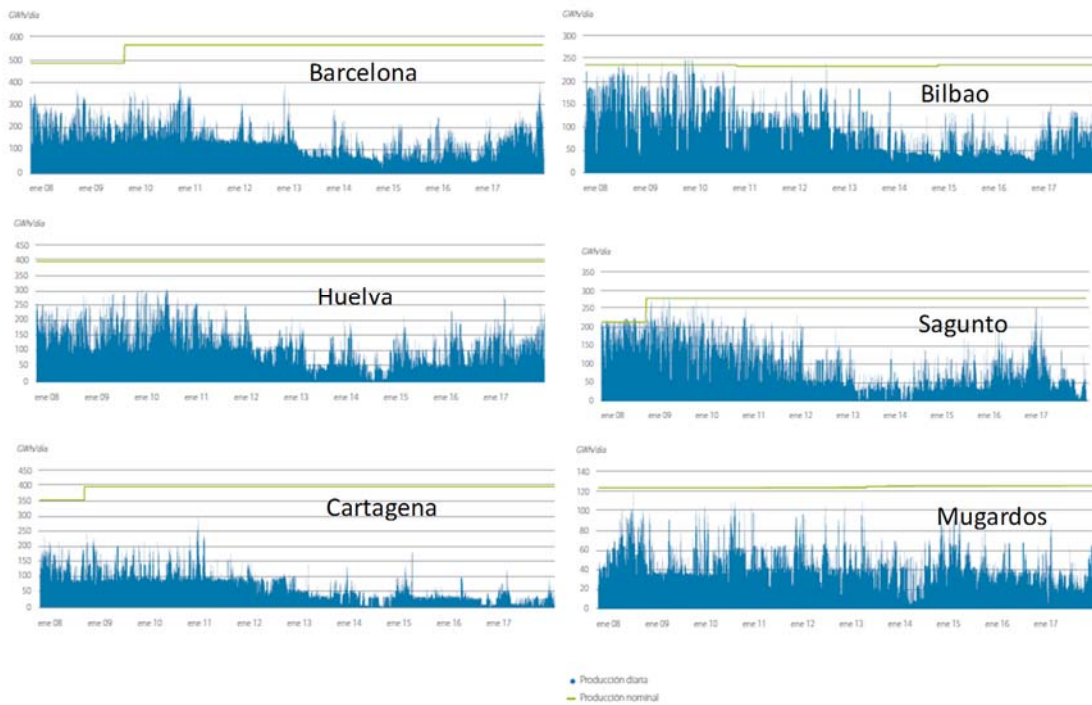


Figura 1: Magnitudes de las plantas de regasificación españolas.

Una baja utilización de las plantas para la demanda interna, **sin** que se desarrollen **servicios adicionales**, o **perdiendo competitividad frente a otras plantas de regasificación** situadas en países vecinos para demanda externa **por no adaptar la regulación**, trae como consecuencia unos **ingresos por peajes insuficientes** para cubrir los costes reconocidos a día de hoy en estas infraestructuras. En el año 2017 sólo cubrieron un 63% de las necesidades de retribución.

Datos en millones de euros	2017	2016	Porcentaje sobre total 2017
Retribución fija	415,5	436,5	93,0%
Retribución variable acreditada	31,3	25,6	7,0%
Regasificación	28,5	23,0	6,4%
Carga de cisternas	2,4	2,2	0,5%
Puesta en frío buques	0,1	0,1	0,0%
Trasvase de buques > 9.000 m3	0,2	0,3	0,0%
TOTAL RETRIBUCIÓN RECONOCIDA	446,8	462,0	100,0%
Peaje de Descarga de Buques	14,2	13,2	5,0%
Canon de Almacenamiento de GNL	89,2	75,0	31,5%
Peaje de Regasificación	160,2	128,5	56,5%
Peaje de Carga de Cisternas	15,1	14,3	5,3%
Peaje de Trasvase de GNL a buques	2,1	2,7	0,8%
Desbalance de GNL por defecto existencias	0,7	1,3	0,3%
Desbalances por incumplimiento 3.6.1.	1,7	1,0	0,6%
TOTAL INGRESOS	283,3	242,1	100,0%

Figura 2: Comparativa de necesidades de retribución e ingresos en plantas de regasificación de GNL en 2016 y 2017 (liquidación 14).

Otro aspecto relevante es que la **estructura de los peajes actuales, y sus valores** se encuentran **desactualizados**. Un buen ejemplo que ilustra la necesidad de evolución son los **peajes de descarga de buques**, que son diferentes, más baratos en las plantas del Norte que en las del Sur de la Península. En su momento se establecieron para fomentar el uso de las plantas situadas más lejos de los aprovisionamientos, pero a día de hoy Barcelona goza de un alto grado de contratación que no haría necesario un precio igual a la mitad del de Sagunto, por ejemplo.

Peaje de descarga de buques			
$Pd = Tfd + Tvd \times Cd. \text{ Buque } 1000 \text{ GWh}$			
	Tfd	Tvd	TOTAL
	€/buque	c€/kWh	€
Huelva	33.978	0,0069	102.978
Cartagena	33.978	0,0069	102.978
Sagunto	33.978	0,0069	102.978
Barcelona	16.988	0,0035	51.988
Bilbao	16.988	0,0035	51.988
Mugaridos	16.988	0,0035	51.988

Figura 3. Peajes de descarga de buques en Plantas de GNL.
Ejemplo del distinto coste de descarga de un buque en las plantas

1.2 Desarrollos previos a este informe

La CNMC ha realizado, a lo largo de los años, varias propuestas de modificación del régimen de acceso a las instalaciones gasistas, que están en línea con el modelo que se desarrolla en este documento. El objeto de todos esos trabajos era armonizar, simplificar y establecer un mecanismo transparente y competitivo de asignación y utilización de la capacidad de las infraestructuras, acorde con la evolución y las necesidades del mercado, que a su vez promueva y facilite un mayor uso de las mismas.

En fecha 29 de marzo de 2016, la CNMC aprobó el Acuerdo por el que se proponía la definición y desarrollo del procedimiento de asignación de capacidad de entrada a la red de transporte del sistema gasista desde plantas de regasificación y conexiones internacionales no europeas, así como a los almacenamientos subterráneos básicos, mediante procedimientos de mercado.

Dicho Acuerdo establecía las líneas generales de asignación de capacidad y concretaba los productos de capacidad de entrada a la red de transporte del sistema gasista y de los almacenamientos subterráneos, así como el detalle del procedimiento de asignación de los mismos.

En concreto, la propuesta incluía la oferta de capacidad de entrada y salida de la red de transporte, conforme a los productos definidos y no desarrollados en el Real Decreto 984/2015, y proponía un mecanismo de subasta para asignar la capacidad en estos puntos.¹

Por otra parte, y en relación con el modelo que ahora se presenta para las plantas de regasificación, en fecha 8 de mayo de 2017, los servicios técnicos de la CNMC mantuvieron una reunión abierta a todos los agentes del sector con el fin de debatir los posibles mecanismos y metodologías para la definición y asignación de productos y servicios en las plantas.

2. Fundamentos jurídicos

¹ Las subastas se resolverían mediante un algoritmo de reloj ascendente de múltiples rondas para los productos anuales, trimestrales y mensuales, y mediante un algoritmo de precio uniforme con una única ronda para productos diarios e intradiarios. El precio de salida de las subastas era el peaje en vigor en la fecha de comienzo de servicio de los productos que se ofertaban. El calendario de desarrollo de las subastas se preveía igual al calendario de subastas de productos de capacidad en las conexiones internacionales con Europa, comenzando con productos anuales, para seguir con las subastas de productos trimestrales y mensuales. La capacidad diaria del día de gas se subastaría el día anterior al día de gas y después de cualquier otra subasta de productos de mayor duración, si coincidiese. Lo mismo ocurría con la capacidad intradiaria, que se subastaba diariamente después de la subasta de capacidad diaria para el mismo día de gas. La propuesta recomendaba que la capacidad que no fuera asignada en una subasta se ofertara en la siguiente subasta de productos de capacidad con una duración inmediatamente inferior. Asimismo, el GTS podría justificar la necesidad de ofertar productos interrumpibles, iguales en su horizonte temporal a los productos de capacidad firmes, que se asignarían en procedimientos similares a los productos firmes, una vez se hubieran asignado los productos de capacidad firme de igual duración, pero antes del comienzo del procedimiento de asignación de capacidad firme de menor duración.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, establece en su artículo 60 sobre el funcionamiento del sistema que *“La regasificación, el almacenamiento básico, el transporte, y la distribución tienen carácter de actividades reguladas, cuyo régimen económico y de funcionamiento se ajustará a lo previsto en la presente Ley”*. También el artículo 70, sobre acceso a las instalaciones de transporte indica:

1. Los titulares de las instalaciones deberán permitir la utilización de las mismas a los Consumidores Directos en Mercado y a los comercializadores que cumplan las condiciones exigidas, mediante la contratación separada o conjunta de los servicios de transporte, regasificación y almacenamiento, sobre la base de principios de no discriminación, transparencia y objetividad. El precio por el uso de las redes de transporte vendrá determinado por los peajes en vigor.

(...)

2. Reglamentariamente por el Gobierno se regularán las condiciones de acceso de terceros a las instalaciones, las obligaciones y derechos de los titulares de las instalaciones relacionadas con el acceso de terceros, así como las de los Consumidores Directos en Mercado, comercializadores, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos y el Gestor Técnico del Sistema. Asimismo, se definirá el contenido mínimo de los contratos y, en su caso, se regularán las condiciones de funcionamiento del mercado secundario de capacidad.

3. En el caso del acceso a instalaciones de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución, el acceso será regulado (...)

En el sistema gasista español, el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, por el que se regula el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural reguló, entre otras cuestiones, los mecanismos de asignación de capacidad y la estructura de peajes, constituyendo la única normativa de definición de los servicios durante años. Este Real Decreto establecía las infraestructuras incluidas en el régimen de acceso de terceros y los sujetos con derecho de acceso, así como el procedimiento a seguir para solicitar y contratar el acceso a dichas infraestructuras, recogiendo las posibles causas de denegación del mismo y desarrollando los derechos y obligaciones de los diferentes sujetos.

El Real Decreto 949/2001 fijaba un sistema de contratación de capacidad en las plantas de regasificación basado en la contratación de capacidad de regasificación o carga de cisternas, que daba derecho a la descarga de buques y al almacenamiento de GNL en tanques. Las solicitudes de acceso para regasificación y carga de cisternas se resolvían atendiendo al orden cronológico de recepción en cada planta de regasificación. Además, el Real Decreto introducía mecanismos de reducción de la capacidad contratada por infrautilización, la publicación de la información relativa a la capacidad contratada y disponible y el establecimiento de modelos normalizados de solicitud y contratación del acceso.

Posteriormente, 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, derogó los artículos del Real Decreto 949/2001 sobre el

acceso de terceros, obligando a la asignación de capacidad en las instalaciones gasistas preferentemente mediante mecanismos de mercado, y homogeneizando y estandarizando los productos de capacidad. No obstante, persiste la utilización de los procedimientos definidos en el Real Decreto 949/2001 por no estar desarrollado el Real Decreto 984/2015.

El Real Decreto 984/2015 dispone, en su artículo 8, que:

“1. La asignación de capacidad de acceso a las instalaciones incluidas en el régimen de acceso de terceros se realizará preferentemente mediante procedimientos de mercado.

En el caso de instalaciones infracontratadas, se podrán desarrollar mecanismos de asignación de capacidad basados en criterios cronológicos de solicitud de acceso a las instalaciones.

Por Orden del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se establecerá bajo qué condiciones una infraestructura se considera que está infracontratada.

Asimismo, se podrán desarrollar mecanismos de mercado específicos para la asignación de capacidad en nuevas infraestructuras, o para la asignación de capacidad en los almacenamientos subterráneos necesaria para el cumplimiento de las obligaciones de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural.”

El artículo 8 también recoge el detalle mínimo que deben contener los nuevos procedimientos de asignación de capacidad en las instalaciones gasistas: la definición pormenorizada de los productos de capacidad ofertados, la capacidad reservada a corto plazo, si se ofertan productos de capacidad agregada (entendiendo como tal la capacidad ubicada en dos o más instalaciones indistintamente), las reglas del procedimiento de asignación de capacidad, el precio de salida y, en su caso, de reserva de la capacidad, el calendario de desarrollo del procedimiento de asignación y de contratación de la capacidad, el mecanismo de asignación de la capacidad no asignada, y, en los puntos en el que Gestor Técnico del Sistema (GTS) así lo justifique, la oferta de productos de naturaleza interrumpible.

Todo lo establecido en el artículo 8 del Real Decreto 984/2015 no será aplicable a la contratación de capacidad de salida del PVB a consumidores finales.

Además, el Real Decreto 984/2015 establece las características generales en relación con los productos de capacidad a ofertar y contratar en las instalaciones gasistas, que deben ser tenidos en consideración a la hora de diseñar los procedimientos de asignación de los mismos. Así, el artículo 6 contempla distintos tipos de productos de capacidad en función de su duración temporal:

- **Productos anuales:** se contrata capacidad durante todos los días de un año. Se pueden ofertar para los siguientes quince años.

- Productos trimestrales: se contrata capacidad durante todos los días de un trimestre, comenzando el 1 de octubre, el 1 de enero, el 1 de abril o el 1 de julio.
- Producto mensual: se contrata capacidad durante todos los días de un mes natural, comenzando el día 1 de cada mes.
- Producto diario: se contrata capacidad durante 1 día de gas.
- Producto intradiario: se contrata capacidad desde la hora efectiva de contratación hasta el final del día de gas.

Asimismo, el anexo del Real Decreto define los servicios de capacidad a ofertar en las distintas instalaciones gasistas:

- a) En los almacenamientos subterráneos se ofertará capacidad de almacenamiento, capacidad de inyección y capacidad de extracción.
- b) En las plantas de regasificación se ofertará capacidad de descarga de buques, capacidad de regasificación, capacidad de almacenamiento de GNL, capacidad de carga de cisternas, capacidad de carga de GNL a buques, capacidad de transvase de GNL de un buque a otro, capacidad de puesta en frío de buques, capacidad de bunkering² y capacidad de licuefacción virtual.
- c) En la red de transporte y distribución se ofertará capacidad de acceso al PVB desde un punto de entrada a la red de transporte y desde un punto de entrada a la red de distribución, así como capacidad de salida desde el PVB a un consumidor final o línea directa, al almacenamiento subterráneo y a un tanque de GNL, y el almacenamiento en PVB.

Por último, cabe destacar el artículo 14.2.d) del Real Decreto 984/2015, el cual permite la negociación entre usuarios del GNL almacenado en tanque en la plataforma del mercado organizado de gas:

*“2. Adicionalmente, y previa habilitación por orden del Ministro de Industria, energía y turismo, se podrán negociar los siguientes productos relativos a la cadena del gas: [...]
d) Productos de transferencia de titularidad del gas licuado en los tanques de las plantas de regasificación y de gas natural en los almacenamientos subterráneos. [...]”*

Recientemente se ha publicado el Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural. En concreto, dicha norma modifica el Real Decreto 949/2001 en lo relativo a la estructura de los peajes aplicados a diversos servicios, en particular los ligados a las plantas de regasificación, incluidos en el Real Decreto 984/2015.

² Carga de GNL en un buque para su empleo como combustible marítimo.

No obstante, aún no son de aplicación al no existir la Orden Ministerial que establece los valores correspondientes³.

Por otra parte, los mecanismos de asignación de capacidad a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa están establecidos por Circular de la CNMC desde el año 2014. Actualmente viene regulado por la Circular 3/2017 de 22 de noviembre. En el mismo sentido, destaca la Circular 2/2015, de la CNMC, por la que establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista y que implementa el Reglamento (UE) nº 312/2014. Esta Circular pretende fundamentalmente que los usuarios que acceden a la red de transporte mantengan su posición de gas en balance en el día de gas, equilibrando sus entradas y salidas. Para ello, los usuarios disponen de una serie de herramientas, entre las cuales debe estar un procedimiento de contratación de capacidad ágil y preciso, que les permita ajustar, en el corto plazo, sus entradas y/o salidas en la red de transporte, entre otros, desde las plantas de regasificación.

La correspondiente normativa de balance en plantas de regasificación no está del todo desarrollada y es claramente insuficiente.

Con carácter adicional, hay que tener en cuenta que la Directiva de gas establece la competencia de las autoridades reguladoras nacionales para el establecimiento de la regulación del acceso a las redes gasistas, en particular las condiciones y tarifas para el acceso a las instalaciones de GNL (Directiva CE/73/2009 artículo 41.6.a).

3. Motivación y objetivos de una nueva regulación de servicios en las plantas de GNL

3.1 El contexto

El GNL es un mercado mundial, donde el equilibrio entre la oferta y la demanda determina el precio. La relación entre el precio del GNL y los precios de los *hubs* (mercados organizados de gas) de cada país/región hará que se importe más o menos GNL.

Además, **las plantas de regasificación** situadas en una misma región, Europa en este caso, **compiten por los cargamentos**, tanto en el corto, como en el medio plazo. Que las reglas de utilización de estas plantas se adapten a las necesidades del mercado en cada momento es de la máxima relevancia.

³ Así, la disposición transitoria segunda del Real Decreto establece lo siguiente con relación a la modificación de la estructura de peajes del Real Decreto 949/2001 que efectúa su artículo primero: “Lo previsto en el artículo primero del presente real decreto no será de aplicación hasta la aprobación de acuerdo con lo establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, de los valores aplicables a los nuevos peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas”.

En España, **las plantas**, como el resto de los activos de transporte de gas, **están totalmente regulados: sus servicios, su retribución y sus peajes**. La mayor parte de esta regulación está aprobada por Real Decreto. Este esquema tiene ventajas e inconvenientes. Del lado de las ventajas, la más clara es la estabilidad, como demuestra el hecho de que todavía los peajes los establezca un Real Decreto de hace 17 años. Probablemente, éste también es su mayor inconveniente.

En **Europa hay plantas reguladas**, todas por un regulador independiente, y **plantas exentas** del acceso de terceros. Estas últimas establecen, sin necesidad de aprobación alguna, sus servicios y sus peajes. Entre las plantas reguladas, cabe poner como ejemplo la planta de Zeebrugge en Bélgica o las plantas francesas de Montoir y Fos donde, si bien la regulación y, en particular, los peajes, son aprobados por el regulador, en los últimos años se **han acometido importantes modificaciones para adaptarlas al mercado** y proporcionar nuevos servicios y nuevas flexibilidades. Por ejemplo, los servicios de recarga de buques han “huido” de España debido a un menor coste del servicio derivado de un contexto regulatorio más ágil, con un regulador independiente con capacidad para seguir el mercado (las plantas españolas habían sido las primeras en ser capaces de hacerlo técnicamente llegando a facturarse más 100 millones de € por este concepto).

En Europa también es común la existencia de un marco normativo menos exhaustivo en la definición de los detalles, que deja a los operadores procedimentar muchos de los aspectos técnicos, de forma que se adaptan a las nuevas necesidades y requerimientos de forma ágil.

3.2 Mejora de la regulación de los servicios en plantas de GNL

En un **mercado como el del GNL, que evoluciona de forma muy rápida**, con variables imposibles de controlar por parte del mercado nacional, es necesario plantearse si la rigidez que introduce la regulación actual es lo más conveniente para la normativa de acceso a plantas.

Se necesita **regular lo estrictamente necesario** para garantizar un acceso a los servicios de las plantas de regasificación transparente, objetivo y no discriminatorio, que posibilite la liquidez y la competencia del mercado de gas en España. Es necesario **disponer de las reglas** para que los usuarios y los operadores tengan las garantías para operar, pero **evitando una regulación desactualizada y confusa** que pueda constituir una barrera de entrada y, por tanto, ser un obstáculo a la competencia.

Los procesos que deben regularse o procedimentarse son sobradamente conocidos: el cálculo de la capacidad de las plantas, la definición de los servicios, los métodos de asignación de la capacidad, los requisitos de contratación, las normas de utilización, los procedimientos de gestión de congestiones, las reglas de balance y sus incentivos, las garantías, la facturación y, por supuesto, la metodología de retribución y peajes junto con sus valores.

Todos y cada uno de estos aspectos deben ser conocidos por el mercado, pero no todos han de ser fijados normativamente. Un reparto de responsabilidades adecuado, una adecuada supervisión y un régimen sancionador detallado pueden ser más eficientes.

Con el presente modelo se pretende diseñar los nuevos servicios que serán prestados por las plantas de regasificación. Para ello, se identifican los servicios y se diseñan los productos de capacidad correspondientes, así como los procedimientos de asignación en las plantas de regasificación de GNL que posibilitan la prestación de los nuevos servicios y se señalan las modificaciones adicionales que deberían realizarse en la normativa actual, como los mecanismos de gestión de congestiones, balance, retribución y peajes.

3.3 Motivación para adaptar los servicios de las plantas de regasificación

En los siguientes apartados se describen los diversos aspectos que son susceptible de mejora y evolución.

Mecanismo de acceso, contratación y de gestión de congestiones desactualizado: infrautilización de infraestructuras, dificultades operativas para los agentes.

Actualmente la contratación en las plantas de regasificación de GNL continúa realizándose conforme a lo dispuesto en el previo Real Decreto 949/2001 por falta de desarrollo del Real Decreto 984/2015: los usuarios contratan, según el orden cronológico de solicitud, únicamente capacidad de regasificación o carga de cisternas, que lleva asociada de forma agregada los servicios de descarga del buque y el almacenamiento de GNL.

De esta forma, los servicios de descarga y almacenamiento de GNL en tanques no se prestan por separado; no existe una contratación diferenciada de los mismos. Esto es especialmente rígido para el caso del almacenamiento de GNL, ya que el marco actual no permite poner en valor la capacidad de almacenamiento existente en las plantas de regasificación españolas, que, como ya se ha dicho anteriormente, en los últimos años están siendo, en general, infrautilizadas.

El mecanismo de antiacaparamiento de capacidad de almacenamiento de GNL regulado por la NGTS 3.6.1.(a pagar si se superan los 15 días de la capacidad contratada) se suma al precio del canon de almacenamiento de GNL para evitar largas estancias del GNL en los tanques, sirviendo de claro incentivo para que los agentes minimicen el uso de los tanques, salvo en el caso de la excepción que establece la NGTS 3.6.1 para aquellos usuarios con menor capacidad contratada a los que les concede un derecho⁴ ampliado de almacenamiento.

⁴ Se hace una excepción a la regla general de capacidad de almacenamiento equivalente a 15 veces la capacidad de regasificación contratada, de 300 GWh; en ocasiones se utiliza para gestionar la logística del comercializador, pero que en la mayor parte de los casos sirve para

Estructura y valores de peajes desactualizados: pérdida de negocio e ingresos para el sistema gasista español.

Además del ejemplo anterior, que puede reducir los ingresos por almacenamiento y constriñe la logística de los agentes, los peajes de carga de buques están diseñados para la carga de buques grandes (un término fijo mínimo de 87.978 € por buque) desincentivando la carga de buques de pequeño tamaño o bunkering. Incluso el peaje para buques grandes (176.610 € por buque) es bastante más caro que en otras plantas europeas.

La nueva estructura de peajes fijada en el Real Decreto 335/2018, con independencia de sus valores, podría no ajustarse tampoco a las necesidades del mercado⁵ en un momento dado, incidiendo sobre la tradicional rigidez del sistema español.

La necesaria revisión de la estructura de peajes y sus valores, no debe realizarse sin acometer la revisión de la retribución de las instalaciones de regasificación.

Concentración de agentes en determinadas plantas: ineficiencias operativas para el sistema y los agentes, posición de dominio, no desarrollo del hub.

Las plantas se gestionan individualmente, de manera que la contratación de capacidad y la prestación de los servicios se realizan por planta. Como ya se ha explicado, algunas plantas están viendo aumentada su contratación y uso (allí se ubican la mayoría de comercializadoras lo que les permite realizar operaciones de trading y optimizar su cartera de capacidad) pudiendo llegar a generarse restricciones o congestiones, en detrimento de aquellas que están poco contratadas y usadas, las cuales difícilmente consiguen alcanzar el mínimo técnico de utilización para mantenerse en un funcionamiento óptimo; esto podría ocasionar a su vez restricciones en el sistema de transporte.

Esta tendencia se ha reforzado de manera notable en los últimos años debido a que el Real Decreto 984/2015 estableció que se podía acceder a cualquier punto de suministro final, desde cualquier punto de entrada al sistema gasista, sin ninguna restricción. Por tanto, aunque la capacidad física de transporte tiene limitaciones, los agentes no tienen ninguna restricción contractual, ni tampoco están desarrollados de forma suficiente los mecanismos para que el GTS pueda hacer frente a posibles restricciones de red. En cualquier caso, incluso sin que lleguen a existir restricciones, un reparto asimétrico de las entradas es menos eficiente, lo que se traduce, por ejemplo, en más coste de gas de operación.

que estos comercializadores den servicio de «almacenamiento secundario» a otros comercializadores, lo que de facto desvirtúa el propósito original y priva al sistema gasista de recibir estos ingresos adicionales, por la imposibilidad que tienen esos usuarios de comprar capacidad de almacenamiento por separado en el mercado primario.

⁵ Establece tramos de peaje lineales en función del tamaño de los buques (puesta en frío, menos de 5.000 m³, 5.000-15.000 m³ y más de 15.000 m³) y también cuatro tipos de servicios en función del número de servicios realizado en un periodo temporal.

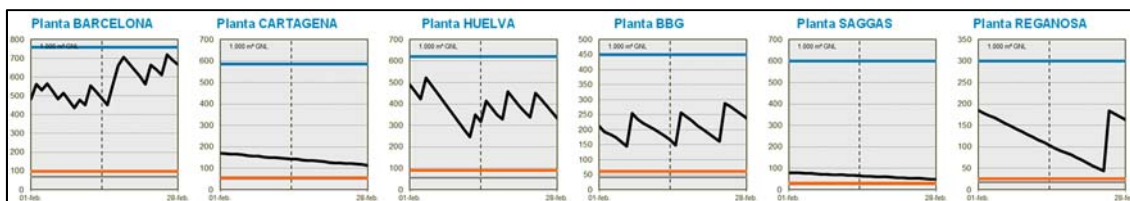


Figura 4: Evolución mensual del almacenamiento de las plantas de GNL. Febrero 2018.

Por otro lado, las transacciones en el mercado de GNL en España a día de hoy se basa en operaciones bilaterales “Over The Counter” (OTC). Hay tantos mercados como plantas de regasificación. La liquidez está dispersa. Para poder realizar transacciones de GNL es necesario disponer de un contrato de regasificación o carga de cisternas en la planta en la que se quiere realizar la transacción, y suficientes contrapartes, además del GNL a transaccionar, aunque no se pretenda regasificar o cargar cisternas.

La liquidez del mercado de GNL queda limitada a aquellas plantas donde hay mayor concurrencia de usuarios; los comercializadores con portafolios grandes de GNL en varias plantas de regasificación tienen una ventaja competitiva: los agentes más pequeños están obligados a intercambiar gas para balancearse o a comprar gas para suministro, por ejemplo, para la carga de cisternas en cada una de las plantas desde las que quieran operar.

Actualmente, en las plantas donde operan varios agentes, las cantidades descargadas suelen ser regasificadas en parte y en parte venderse a terceros para optimizar costes. En contra de lo que pudiera parecer, no es atractivo para un comercializador operar solo en una planta, sin contrapartes, ya que asume el riesgo de tener que regasificar todo el cargamento (si, por ejemplo, la demanda fuese inferior a sus previsiones no tendría a quién vender GNL en la planta y tendría que realizar esas transacciones en el PVB, necesitando probablemente contratar más regasificación para poder deshacerse del GNL). En consecuencia, desde el punto de vista económico no resulta óptimo para un comercializador la utilización de una planta en solitario, salvo que tenga un tamaño muy grande.

Planta de regasificación de GNL	Gas intercambiado (GWh)	Regasificación (GWh)	Churn rate	Traders activos	Cuota de Mercado de los 3 primeros
Barcelona	127.422	59.954	2,1	42	45%
Huelva	42.564	48.374	0,9	31	63%
Bilbao	56.477	29.916	1,9	26	59%
Cartagena	8.780	9.377	0,9	25	59%
Mugardos	9.880	11.756	0,8	20	65%
Sagunto	29.676	21.614	1,4	25	58%
Total GNL	274.799	180.991	1,5	51	36%
Almacenamiento Subterráneo	3.497			21	68%
Punto virtual de Balance PVB	237.471	169.897	1,4	77	22%
Total España	515.767	350.888	1,5	82	27%

Figura 5: Trading en las plantas de GNL. 2017.

Esto explica el elevado número de comercializadores, 42, que operaron en la planta de Barcelona en 2017 y que se intercambiase en ella un volumen de gas equivalente a la cantidad regasificada.

Regulación de los servicios diferente a otros países: Complejidad. Poco atractivo para nuevos competidores.

La distinta definición de los servicios estándares (equivalentes a los ofertados en otras plantas de regasificación europeas⁶) y las reglas de balance y de gestión de congestión, singulares del sistema español, pueden dificultar y hacer menos atractiva la entrada a nuevos agentes que operan en otros países europeos, por la dificultad de entenderlo.

En general, en Europa en el servicio estándar las plantas ofertan y contratan únicamente slots, que incluye conjuntamente descarga, almacenamiento de GNL y regasificación, con el derecho (y deber) de regasificar el gas en un número de días concreto, 10 o 20 días, de forma que cada día el comercializador recibe en el punto de balance del sistema de transporte una cantidad concreta de gas. Esto ocurre en Bélgica, Francia, Grecia, tal como se indica en la figura adjunta).

Country	Terminal	Cost	€/MWh	Service definition
BELGIUM	Zeebrugge	810,000 €	0.81	The slot reservation includes berthing service, basic storage (140.000 LNG m ³ decreasing on a linear basis during 40 consecutive tides) and basic send-out constant capacity of 4,2 GWh/h during the same period.

⁶ La contratación de las plantas europeas para el producto agregado (descarga-almacenamiento-regasificación) se suele hacer a través del slot de descarga, no de la capacidad de regasificación, como en España.

FRANCE	Fos Cavaou	1,443,000 €	1.44	The calculations refers to the S-Smart continuous send-out service (users that schedule more than one vessel per month on average across the year). For this service, the daily send-out is set by the terminal operator in order to be as regular as possible, on the basis of the terminal's overall send-out schedule. The distribution of the physical send-out capacity between the shippers is done according to the LNG volumes unloaded and reloaded during the month, as well as the level of stock at the start of the month and the projected stock at the end of the month.
	Fos Tonkin	1,207,000 €	1.21	
	Montoir	825,000 €	0.83	
GREECE	Revithoussa	872,626 €	0.87	The Temporary LNG Storage Period for each LNG cargo is equal to 18 Days. (However, LNG Users may be able to acquire additional storage according to the provisions of the NNGS Network Code)
ITALY	Panigaglia	694,660 €	0.69	Apart from the berthing, storage and send-out services, the tariff includes the allocation of transportation capacity at the National Grid Entry Point to inject in the network the LNG regasified at the terminal.
	Rovigo	3,869,501	3.87	
	Toscana	3,234,728	3.23	
LITHUANIA	SC Klaipėdos Nafta	100,000 €	0.10	Daily regasification rate is variable and it is based on users nominations. Maximum physical LNG storage in the terminal of a duration not longer than 60 days until complete withdrawal of the LNG from the Terminal through its regasification and/or reloading. Virtual Cargo Storage Period for a single Cargo may not last longer than a period of 12 months.
POLAND	Świnoujście	2,235,023 €	2.24	Users nominate a variable hourly send-out capacity within the range of allocated values.
PORTUGAL	Sines	1,120,380 €	1.12	The main driver of the tariffs is the contracted send-out capacity, which users can freely use and nominate on a daily basis. There isn't an obligation or restriction related to the maximum period of LNG storage, but the LNG storage term is proportional to the quantity and period of time stored (users decide). There are also anti-hoarding measures in place, discouraging people to overstock LNG storage capacity.
SPAIN	Huelva, Cartagena and Sagunto	1,131,911 €	1.13	
	Barcelona, Bilbao and Mugardos	1,080,921 €	1.08	

Figura 6: Coste de regasificación de un buque de 1.000GWh en 15 días, en las plantas de regasificación europeas. Fuente: CEER report. Removing LNG barriers on gas markets. 25 October 2017

En el noroeste de Europa, con hubs nacionales más desarrollados, más líquidos y profundos, no es un problema recibir una cantidad importante de gas a diario, en el punto de balance de la red de transporte, pues puede ser vendida con facilidad de una forma sencilla y anónima. Además, el comercializador que descarga el buque conoce la curva de precios del mercado con un horizonte de varios meses o años lo que le permite asegurar el riesgo de precio.

En cambio, en el sistema español, por una parte, es difícil colocar una cantidad equivalente a una décima parte de un buque (90-100 GWh) en el Exchange de forma consecutiva durante diez días sin influir en los precios y los agentes tampoco pueden hacer una previsión, todavía, de los precios más allá de un número limitado de meses.

Este efecto se realimenta. Existe un mercado OTC fragmentado en las seis plantas, el almacenamiento subterráneo y el PVB, como se ve en la Figura 5; este mercado además no es accesible a todos y su precio no es transparente. Lo ideal sería concentrar la liquidez en PVB como en el resto de Europa, y/o además, debido a la capacidad de tancaje del sistema de GNL español, desarrollar un “hub de GNL” usando la gran capacidad de almacenamiento de las plantas españolas. Este hub de GNL podría constituir una referencia europea⁷ de precios, pero también ofrecer interesantes oportunidades logísticas.

En definitiva, la regulación española de las plantas de GNL necesita ser más eficiente en la gestión del acceso a las plantas, hacer efectiva la prestación de nuevos servicios en plantas de regasificación y buscar la forma de ofertar una mayor flexibilidad a los comercializadores en consonancia con el robusto sistema de infraestructuras disponibles. De esta forma se crearía un mercado gasista más líquido y competitivo con la conformación de un potencial hub español de GNL que pudiese ser referente europeo. Asimismo, realzaría la profundidad del mercado organizado de gas natural en el punto virtual de balance.

3.4 Objetivos del nuevo modelo

En consecuencia y a la vista de lo anteriormente explicado, se hace necesario un nuevo sistema de gestión y contratación en las plantas de regasificación que cumpla los siguientes requisitos:

1. Que promueva una mayor utilización de las plantas españolas, a través de la oferta de nuevos servicios y flexibilidades, más atractivos
2. Que aumente la competencia en el sector del gas natural.
3. Que reduzca las barreras de entrada al sistema gasista español, desarrollando productos de capacidad similares a los de otras plantas europeas.
4. Que facilite la operación de las instalaciones y reduzca la aparición de congestiones.

⁷ Hay consenso entre los expertos en el mercado mundial de GNL que Europa es el mercado de último recurso del mundo. Si los precios del mercado mundial son bajos, Europa tiene capacidad de absorber más GNL desplazando otras fuentes de suministro. En cambio, si los precios en Asia son altos, el GNL abandonará Europa.

5. Que haga efectiva la prestación de los nuevos servicios en las plantas de regasificación de GNL, ahora limitada por la ausencia de una regulación de detalle (falta de adaptación de peajes, imposibilidad de contratación de ciertos servicios de forma independiente, etc.), ofertando productos adaptados a las necesidades del mercado en cada momento.
6. Que contribuya a la creación de un mercado líquido de GNL en España, el cual permita las transacciones de GNL sin condiciones ni restricciones, conformando un potencial hub de GNL que sea referente europeo.
7. Que simplifique y agilice los procedimientos de contratación.

4. Posibles modelos de prestación de servicios de GNL

Los propietarios de las instalaciones de regasificación prestan a los usuarios de sus plantas unos servicios de elevada complejidad técnica y logística. La descarga de un buque de GNL supone una aportación puntual de un producto, el gas en fase líquida, que utiliza una capacidad de almacenamiento criogénica en los tanques de la planta de regasificación, normalmente para su posterior regasificación e introducción en la red de transporte. Esto es, existe una transformación de un producto discreto (descarga de un buque de gas natural licuado) en un flujo continuo (gas regasificado).

Además, los diferentes servicios que presta una planta de regasificación (descarga, almacenamiento, regasificación, etc.) están ligados entre sí. Por ejemplo, para que un buque pueda descargar GNL en una planta necesita disponer de una capacidad de almacenamiento libre en sus tanques. Por ello, en general, cuanto mayor sea la capacidad de almacenamiento de una planta de regasificación mayor será la flexibilidad logística que puede aportar. Este hecho, junto con la configuración de los puertos, los atraques y la presencia de contrapartes, hace que determinadas plantas de regasificación sean más atractivas a los usuarios que otras, y que concurren en ellas un mayor número de usuarios y, en consecuencia, un mayor número de transacciones de gas entre los mismos. Con dichas transacciones, en particular los usuarios optimizan la logística de la gestión del GNL de la que son titulares y disminuyen su coste.

Por otro lado, existe un interés por parte de los propietarios de las infraestructuras de GNL, y en general por parte del sistema gasista, de poner en valor las mismas, incrementando su utilización mediante la oferta de un mayor número de servicios.

Facilitar la provisión de un mayor número de servicios, junto con una mayor flexibilidad de los mismos, es uno de los objetivos perseguidos en la actualización del modelo de GNL.

En la tabla siguiente se recoge una caracterización de los servicios que pueden dar las plantas de regasificación, clasificándolos: en primer lugar, en agregados y no agregados, según se puedan contratar varios servicios conjuntamente o por separado; en segundo lugar, en localizados y no localizados, en función de si se

ofrecen contratándolos en una planta concreta (física) o si se ofrece el conjunto de la capacidad de las plantas (virtual); y, en tercer lugar, en discontinuos o continuos, atendiendo a la naturaleza misma del servicio físico que se presta. Esta tabla sirve de punto de partida para entender los distintos modelos que se plantean.

DISCONTINUOS	CONTINUOS
<ul style="list-style-type: none"> • Descarga de buques. • Carga de GNL a buque. • Transvase de buque a buque. • Puesta en frío de buques. • Bunkering de GNL. 	<ul style="list-style-type: none"> • Regasificación. • Almacenamiento de GNL. • Carga de cisternas. • Salida del PVB a tanque de planta de regasificación.
AGREGADOS	NO AGREGADOS
<ul style="list-style-type: none"> • Descarga de buque, almacenamiento de GNL y regasificación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Descarga de buques. • Regasificación. • Almacenamiento de GNL. • Carga de cisternas. • Carga de GNL a buque. • Transvase de buque a buque. • Puesta en frío de buques. • Bunkering de GNL. • Salida del PVB a tanque de planta de regasificación.
LOCALIZADOS	NO LOCALIZADOS
<ul style="list-style-type: none"> • Descarga de buques. • Carga de cisternas. • Carga de GNL a buque. • Transvase de buque a buque. • Puesta en frío de buques. • Bunkering de GNL. 	<ul style="list-style-type: none"> • Regasificación. • Almacenamiento de GNL. • Salida del PVB a tanque de planta de regasificación.

Figura 7: Caracterización de los posibles servicios de las plantas de regasificación.

El desarrollo de un nuevo marco de contratación de GNL más flexible y dinámico ha de favorecer la liquidez del mercado gasista y, por ende, potenciar la competencia en el mismo, en beneficio del consumidor final (un mayor uso de las infraestructuras generaría mayores ingresos por peajes, que podrían redundar en un abaratamiento de los mismos).

En este sentido, el momento es apropiado: el sistema gasista español presenta la madurez adecuada. Los últimos desarrollos regulatorios, con la introducción del punto virtual de balance (PVB) en la red de transporte, en donde se materializan las transacciones de gas, junto con la reciente creación de un

mercado organizado de gas, abren una ventana de oportunidad a nuevos desarrollos para fomentar un mercado de gas más líquido. A nivel internacional, un mayor número de productores de GNL y *traders* con distintos portafolios aumenta las oportunidades de utilización de las plantas por más agentes, requiriendo probablemente nuevos servicios.

De esta forma, los nuevos servicios de GNL se han de conformar como una herramienta relevante para lograr un mercado de gas más competitivo, que aporte mayor flexibilidad en la logística de los comercializadores y favorezca el empleo de unas infraestructuras con capacidad excedentaria.

Para establecer el diseño del modelo de GNL que cumpla con estos objetivos, en los epígrafes siguientes se analizan diferentes alternativas posibles de prestación de servicios de GNL por las plantas de regasificación.

4.1 Modelo actual de GNL con prestación de servicios no agregados

El primer modelo de prestación de servicios de GNL que podría implementarse consistiría en ofertar, adicionalmente a los productos de capacidad actuales⁸, los nuevos servicios de GNL que están definidos en el Real Decreto 984/2015 y que se ofertarían por separado.

Para ello, se precisa particularmente de una puesta en valor diferenciada del almacenamiento de GNL en las plantas de regasificación. Esto es, sería necesario desarrollar una contratación separada del almacenamiento en tanque de GNL del resto de servicios. También se contrataría capacidad de regasificación separada.

En la actualidad, el almacenamiento de GNL se halla ligado a la regasificación contratada, como ya se ha indicado, y se penaliza su utilización si el usuario sobrepasa en quince veces la cantidad diaria contratada de regasificación.⁹ Es decir, existe una regasificación contratada que implícitamente determina un derecho a una capacidad de almacenamiento, pero no una capacidad de almacenamiento contratada como tal.

En consecuencia, en este primer modelo sería preciso que el usuario pudiera contratar capacidad de almacenamiento de manera diferenciada. En concreto, el usuario sería libre de contratar por separado los servicios que precisara y podría

⁸ Se contrata capacidad de regasificación o carga de cisternas, que da derecho a la descarga de buques y al almacenamiento del GNL descargado por una cantidad determinada.

⁹ Se considera que un usuario se encuentra en desbalance por exceso de GNL en el sistema cuando sus existencias de GNL superan la energía equivalente a 15 veces la capacidad de regasificación contratada (para el conjunto de plantas). En ese caso, el GTS aplica diariamente a las existencias de dicho usuario que superen el límite anterior, lo siguiente:

- 1.- Si el exceso es < 4 días: 2,5 veces el canon de almacenamiento de GNL.
- 2.- Si el exceso es > 4 días: 10 veces el canon de almacenamiento de GNL.

Para los usuarios para los que la energía equivalente a 15 veces la capacidad de regasificación contratada sea < 300 GWh, se emplea este valor como límite.

Estos pagos son adicionales al canon diario de almacenamiento de GNL y tienen la consideración de ingresos liquidables.

agruparlos en función de su conveniencia. Los servicios se asignarían en cada planta mediante mecanismos de mercado.

En cualquier caso, puesto que los servicios se darían por planta de regasificación, los mecanismos para evitar el acaparamiento de capacidad tendrían que ser relevantes; así, resultarían de mayor importancia en aquellas plantas en las que hubiera una mayor concurrencia de agentes, o en las plantas de menor dimensión.

Las ventajas de un modelo semejante al actual con la prestación separada de los servicios de GNL de forma adicional, residirían principalmente en la sencillez de su implantación, al no ser elevado el número de modificaciones regulatorias requerido. Esto es, puesto que no alteraría las responsabilidades, ni de usuarios, ni de operadores de las infraestructuras, su implantación sería previsiblemente rápida.

Los inconvenientes asociados a este modelo radican en su rigidez. Persistirían la mayor parte de los problemas identificados en la actualidad. La mejora que supone poner en valor la flexibilidad que posee el sistema, asociada al exceso actual de capacidad de infraestructuras, quedaría limitada a la capacidad ociosa de cada infraestructura individual y a la voluntad de los usuarios. No afloraría todo el valor que representa la capacidad del conjunto de plantas del sistema.

Un desarrollo en este sentido no aportaría prácticamente ninguna novedad desde el punto de vista del desarrollo de la competencia.

4.2 Modelo de traslado de contratos de regasificación entre plantas

Una alternativa al modelo anterior que han propuesto algunos comercializadores, sería que siguiese contratándose las plantas como hasta ahora, a través de cada planta individual, pero que los contratos de regasificación pudiesen puntualmente trasladarse/utilizarse a otra planta de regasificación, o dicho de otra manera, que la capacidad de regasificación se contratase de forma única para el conjunto de las plantas, como un servicio deslocalizado, siguiendo estando las descargas y el almacenamiento individualizado por planta.

Este modelo tiene la ventaja de que permitiría a las comercializadoras concentrar su contratación en una única planta, pero puntualmente usar otras plantas comprando gas en tanques y regasificando o cargando cisternas sin necesidad de suscribir capacidad adicional, dándoles más facilidades logísticas, sin incrementar significativamente sus costes.

No está claro que este modelo suponga, sin embargo, un avance decisivo, porque si bien podría dar mayor flexibilidad puntualmente a los usuarios, seguiría provocando probablemente la concentración de los usuarios en unas pocas plantas y, por tanto, no está claro que aumentase el nivel de utilización de las plantas no utilizadas actualmente, ni de forma decisiva la situación competitiva de los usuarios con menos cuota.

Tampoco converge al modelo europeo de contratación a través de slots y servicios agregados estándar, ni contribuye a poner en valor toda la capacidad de almacenamiento de cara al mercado exterior.

Si bien a primera vista podría parecer un modelo sencillo, también necesitaría de un cierto desarrollo regulatorio, para organizar la logística de las plantas. Si el contrato de regasificación fuese único con el conjunto de las plantas o deslocalizado, jurídicamente sería necesario establecer las competencias de los transportistas, la forma de facturación de los distintos servicios y el papel del GTS, porque parece inevitable asignarle nuevas funciones en la gestión de este modelo.

4.3 Modelo híbrido de prestación de servicios de GNL

Este modelo, que se ha denominado modelo híbrido de prestación de servicios, ofertaría un único producto agrupado de capacidad formado por la descarga de buques, almacenamiento de GNL y regasificación en un periodo de tiempo determinado y en cada planta concreta, a la vez que los productos individualizados e independientes se ofertarían en el tanque virtual (no agregados). La diferencia con el modelo actual para el producto agrupado sería que el producto agregado se contrataría a partir de la asignación de la ventana de descarga (slot).

Este modelo presentaría como ventaja principal la de disponer de un producto agregado estándar similar al existente en cualquier planta de regasificación europea. Su contratación debería responder al estándar europeo, tanto en formato como en contenido. Ello podría servir para atraer cargamentos spot de GNL, dada la simplicidad del producto: el usuario descarga el buque y el sistema se encarga del almacenamiento y regasificación, de manera que sitúe el gas en el PVB de la red de transporte en un periodo determinado fijado por el usuario (entre 20 y 40 días).

Con ello, este modelo pretende hacer más atractivas las plantas de regasificación españolas, al brindar un servicio simple y coherente al prestado por sus homólogas europeas. Podría dar una mayor liquidez al mercado gasista español.

Para hacer posible la prestación del servicio agregado, junto con la prestación individualizada y separada de cada uno de los servicios de GNL, sería preciso definir la capacidad de las plantas de regasificación para los distintos servicios: una parte correspondería a la prestación de los servicios agrupados; y otra parte sería la dedicada a la prestación de los servicios no agregados.

Seguiría gestionándose el servicio agregado de descarga, almacenamiento y regasificación por planta, que sería localizado en una planta concreta, mientras que podría ofertarse de forma deslocalizada el almacenamiento de GNL y la regasificación. La contratación de estos dos productos sería global para el conjunto de plantas, y los usuarios nominarían regasificación en el conjunto de las plantas. El almacenamiento de GNL y la regasificación lo gestionaría el GTS

de forma agrupada para todas las plantas; el GTS desglosaría la producción física por cada una de ellas en función de las nominaciones de los usuarios.

Este modelo posibilitaría el lugar virtual para hacer trading de GNL, mejorando la posición de los comercializadores de menor tamaño, favoreciendo la competencia. También permitiría disponer de un volumen de almacenamiento deslocalizado, que a día de hoy no parece necesario para el mercado nacional, para servicios exteriores. Sin embargo, presenta la necesidad de identificar en cada planta de regasificación la capacidad destinada a cada tipo de servicio, junto con los procedimientos de asignación de capacidad basados en mecanismos de mercado diferenciados.

Además, requeriría unos peajes de entrada a la red de transporte iguales, sin señales de localización en los puntos de interconexión con las plantas de GNL.¹⁰ También podría requerir modificaciones en el mecanismo retributivo de las plantas de regasificación, ya que los costes de operación y mantenimiento o mermas pueden venir influenciados por las decisiones de operación del GTS, encaminadas a la optimización de la logística de las plantas, que determinaría el mayor o menor uso de la parte de cada planta destinada a los productos de regasificación y de almacenamiento deslocalizados.

4.4 Modelo agregado de plantas de regasificación

El modelo consistiría en ofertar los servicios de almacenamiento y regasificación de forma deslocalizada, como un almacenamiento y una regasificación virtual para el conjunto de plantas, mientras que los servicios que requieren una localización expresa por planta de regasificación, como el de descarga de buques, seguirían siendo ubicados por el usuario en cada planta, a su libre elección. A partir de la elección del slot en una planta concreta el usuario podría definir su servicio agregado, o contratar servicios individuales deslocalizados de regasificación y almacenamiento de GNL.

Tanto el servicio agregado (salvo la elección de la planta para la descarga del GNL), como la contratación de almacenamiento o regasificación separada, serían deslocalizados y gestionados logísticamente por el GTS; el usuario nominaría la regasificación para el conjunto de plantas, sin indicar en qué planta ha de producirse y el GTS impartiría consignas de operación a los operadores de las plantas conforme a las nominaciones de los usuarios, desglosando la producción física por cada una de ellas.

Las principales ventajas de este modelo serían:

¹⁰ La introducción de este modelo puede requerir reconsiderar la propuesta de la CNMC del mecanismo de asignación de capacidad de entrada a la red de transporte. Ver Acuerdo que define y desarrolla el procedimiento de asignación de capacidad de entrada a la red de transporte del sistema gasista desde plantas de regasificación y conexiones internacionales no europeas y a los almacenamientos subterráneos básicos, de 29 de marzo de 2016. Exp. PDN/DE/006/15.

- El modelo tiene la vocación de ofrecer la máxima flexibilidad asociada al elevado parque español de plantas de regasificación.
- Por un lado, este modelo favorece un mercado más líquido de GNL, al permitir cualquier transferencia de titularidad de GNL entre agentes, sin necesidad de que éstos tengan contratado el acceso a una determinada planta concreta de regasificación; es más sencillo en la gestión de las instalaciones que el modelo híbrido anterior, sin perder sus ventajas, como evitar la posición de dominio de los operadores principales, ya que un usuario pequeño podría intercambiar GNL con cualquier otro, sin necesidad de disponer de GNL en cada una de las plantas.
- Asimismo, el modelo es compatible con el servicio estándar agregado de descarga de buques, almacenamiento de GNL y regasificación similar al existente en cualquier planta europea.

Por el lado de los inconvenientes que puede presentar este modelo están los siguientes:

- Se asignan nuevas funciones al GTS: para que el modelo alcance su plena potencialidad es fundamental un correcto desempeño del GTS. El GTS ha de tener, además de una actuación objetiva, transparente y no discriminatoria, una gestión eficiente que proporcione la máxima flexibilidad del sistema a los usuarios.
- Dado que la ubicación de la regasificación se decide por el GTS, el modelo requeriría unos peajes de entrada a la red de transporte iguales desde cualquier planta de regasificación, sin señales de localización. Igual que el modelo híbrido deslocalizado, el modelo podría requerir reconsiderar la propuesta de la CNMC del mecanismo de asignación de capacidad de entrada a la red de transporte.
- También requiere modificaciones en el mecanismo retributivo de las plantas de regasificación (costes de operación y mantenimiento, mermas) que las hicieran económicamente neutras a las decisiones de optimización logística que adoptara el GTS.

4.5 Modelo de planta única

El modelo de planta única fue discutido hace varios años por el sector y descartado por requerir que el GTS asumiese también la labor de la logística de buques que están asociados a contratos de terceros (productores, traders o comercializadores) y en ocasiones pueden tener limitaciones de destino por causas contractuales, técnicas y económicas. Este aspecto, la privación del derecho de los comercializadores a elegir planta, es esencialmente el que sigue descalificando el modelo como opción realista en el medio plazo.

El modelo en sí consistiría en que los usuarios contratasen de forma genérica servicios agrupados o desagrupados en el conjunto del parque de plantas de GNL del sistema español. De esta forma el GTS gobernaría la logística de los buques, la utilización de las plantas y la regasificación, como hace con el transporte o el almacenamiento, y por tanto, decidiría de una forma global la

operativa de todo el sistema de plantas de GNL, lo que debería evitar cualquier tipo de problema de congestión y restricción tanto en las plantas de regasificación como en el sistema de transporte; claramente buscaría optimizar la logística dentro del sistema español como estuvo haciendo hasta hace veinte años, antes de la liberalización. Esta es su mayor ventaja. Evitaría tener que desarrollar muchos de los incentivos y procedimientos que el resto de los modelos requieren para conseguir un resultado similar.

4.6 Consideraciones sobre los modelos

En los epígrafes previos se han evaluado posibles modelos de prestación de servicios de GNL, mostrando las principales ventajas y desventajas de los mismos.

La regulación que los desarrolle debe facilitar la incorporación de los servicios no agregados que han de prestar las plantas de regasificación. Además, los nuevos servicios deben responder a las necesidades del mercado, al mayor número de usuarios y a promover una mayor liquidez del mismo.

Por consiguiente, el objetivo no puede ser otro que conseguir un nuevo marco de regulación para el GNL, transparente, objetivo y no discriminatorio, simple y eficaz, similar al de otros mercados europeos, que permita atraer a comercializadores de GNL con distintos servicios. En cualquiera de los modelos es necesario la definición concreta de los servicios y una nueva estructura de peajes y nuevos valores. A partir de ahí, el grado de desarrollo es diferente para cada modelo.

Finalmente, no hay que olvidar el riesgo que un cambio de modelo puede suponer, y el reto que supone desarrollar la regulación y los procedimientos necesarios para su correcta implementación y efectos, en unos plazos razonables, sin incrementar la incertidumbre sobre la evolución del mercado o la inseguridad jurídica si no se desarrolla el marco normativo de forma completa.

Cada uno de los cuatro modelos planteados se evalúan en la tabla siguiente considerando los requisitos establecidos en el epígrafe 3 para el nuevo modelo, valorando cada uno de ellos de 0 a 3 (máx. puntuación) para cada modelo. Adicionalmente se evalúa la dificultad de implementación y el aumento de competencias y responsabilidades del GTS.

Requisitos / Retos	Modelo actual	Regasif. única	Modelo híbrido	Modelo agregado	Planta única
1-Mayor utilización	+	+	+	+++	++
2-Fomento competencia		++	+	+++	+++
3-Menores barreras de entrada			++	++	++
4-Dism. congestiones, fácil oper.		++	+	+++	+++
5-Desarrollo servicios/flexibilidad	+	+	++	+++	+++
6-Hub GNL		+	++	+++	+++
7-Simplicidad contratación		++		++	

Complejidad implementación	+++	++	+	+	
Responsabilidades GTS	+++	+	+		
CARACTERÍSTICA MÁS RELEVANTE	Implementac. pendiente peajes. Bajo rédito	Poco desarrollo regulatorio. Posibilidad mejora relevante	Complejo Resultados inciertos	Ambicioso. Novedoso. Resultados más prometedores	Muy ambicioso Innecesario Complejo

Figura 8: Evaluación de los posibles modelos futuros de servicios de GNL.

El modelo que responde mejor a los requisitos planteados es el modelo agregado de plantas de regasificación, si bien, dado que difiere considerablemente del modelo actual su implementación tiene mayor complejidad y requiere que parte de las responsabilidades actuales de los operadores de las plantas de regasificación y de los comercializadores pasen al GTS.

Este modelo aportaría la máxima flexibilidad y valor de las instalaciones españolas de GNL. Al mismo tiempo, respeta el deseo de los usuarios y las decisiones individuales de los mismos en la localización por planta de los servicios que así lo requieren (descarga y carga de buques, transvase de buques, puesta en frío, bunkering y carga de cisternas).

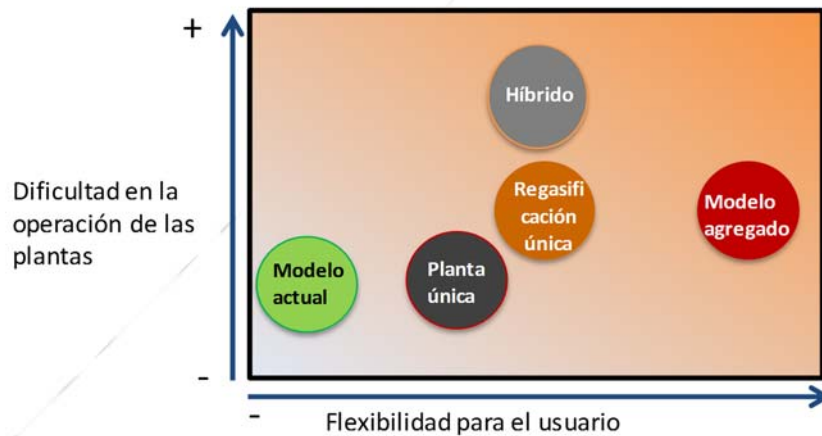


Figura 9: Comparación de los distintos posibles modelos de gestión planteados en las plantas de regasificación.

En consecuencia, se considera recomendable transitar del modelo actual a este modelo final sin necesidad de desarrollar un modelo intermedio, por varias razones. La primera es la operatividad: con un solo periodo transitorio se puede llegar al modelo deseado. La segunda es la de disponer de los mejores servicios en el menor tiempo posible. Y la tercera razón radica en la suficiente madurez y desarrollo alcanzado por el sistema gasista español, que hace que el objetivo sea abordable en primera instancia.

5. Propuesta de detalle de la futura regulación de plantas de regasificación

6.1 Principios generales

- Se distinguen dos tipos de productos: un producto agregado, formado por capacidad de descarga, almacenamiento de GNL y regasificación, y los productos no agregados de descarga de buques, regasificación, almacenamiento de GNL, carga de cisternas, carga de GNL a buque, Transvase de buque a buque, puesta en frío de buques, bunkering de GNL y salida del PVB a tanque de planta de regasificación.
- Se ofertarán productos firmes e interrumpibles, en función de sus características.
- La asignación de ventanas de descarga/carga de buques, transvase de buques, puesta en frío y bunkering, así como la capacidad de carga de cisternas, se hará por planta de regasificación, conforme a lo solicitado por el usuario.
- No obstante, la capacidad de regasificación, el almacenamiento de GNL y la salida de PVB a tanque de planta de regasificación no se asignará para una planta concreta, sino para el conjunto de las plantas. Diariamente, y teniendo en cuenta las nominaciones de los usuarios, el GNL almacenado en plantas, las ventanas asignadas de descarga/carga, etc., el GTS indicará a cada operador de planta de regasificación la cantidad a regasificar, con el fin de optimizar la operación de las plantas.
- La asignación de la capacidad para cada servicio se realizará a solicitud de los agentes. Cuando la demanda exceda la oferta, la capacidad se asignará mediante una subasta. No se dará prioridad a los productos agregados sobre los no agregados.
- Se permite flexibilidad en el uso de las ventanas de descarga, carga, etc. asignadas, siempre que la logística de las plantas lo permita y no se afecten los derechos de otros usuarios. Se contempla la flexibilidad en el empleo del producto agregado.
- Una vez asignados los servicios estos serán facturados con independencia de su utilización.

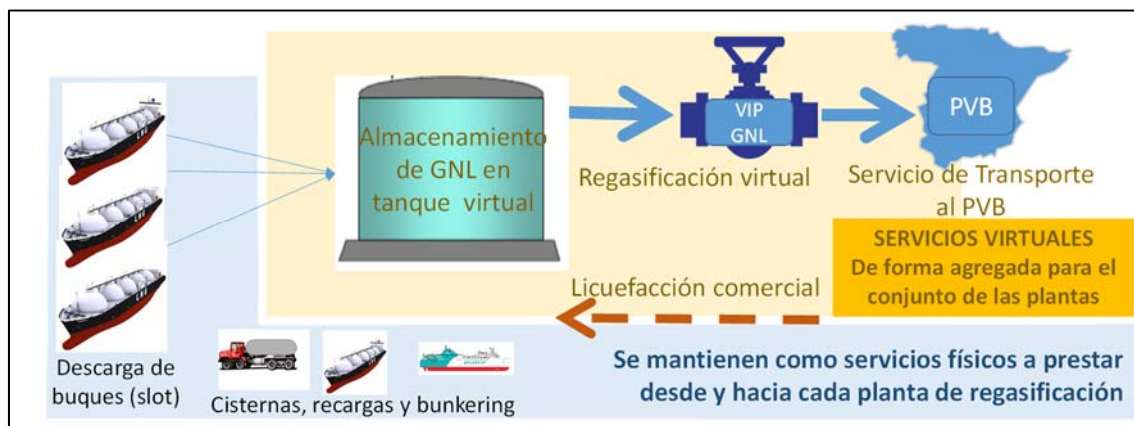


Figura 10: Representación del modelo agregado de plantas de regasificación.

Es importante que la gestión conjunta de la regasificación se acompañe de una gestión conjunta también del almacenamiento de GNL, para evitar situaciones de congestión en plantas concretas y facilitar la logística de la operación de las plantas.

La gestión de la regasificación y el almacenamiento de GNL en el conjunto de las plantas, como si de una sola planta se tratase, supone un mecanismo de flexibilidad para el usuario que atraería liquidez al sistema gasista en su conjunto, ya que dinamizaría el mercado de GNL en los tanques, al no ser necesario tener contratada capacidad en una planta concreta para poder comprar y vender GNL.

Asimismo, podría solucionar el problema de infrautilización de unas terminales frente a otras, puesto que elimina la necesidad de los usuarios de concentrar su actividad en las plantas donde hay más agentes presentes y, por tanto, más posibilidades de realizar intercambios logísticos y operaciones de compraventa.

6.2 Definición de servicios y productos

A continuación, se hace una definición no exhaustiva de los servicios estándar de contratación de capacidad establecidos en el Real Decreto 984/2015, que se consideran adecuados en el nuevo modelo. Actualmente no existe una definición como tal de los servicios, solo una descripción somera de los peajes correspondientes en el nuevo Real Decreto 335/2018.

Descarga de buques: consiste en el paso del gas natural licuado desde un buque ajeno al sistema regulado, a los tanques de la planta, manteniendo el estado líquido del gas durante un tiempo limitado. Se medirá el volumen descargado. Se contratará, programará y facturará en función de la ventana de descarga y/o del volumen descargado. Podrá ser contratada de forma individual o formando parte de un grupo de servicios y estar su contratación ligada a que se disponga, por ejemplo, de capacidad de almacenamiento.

Regasificación: consiste en la regasificación del gas natural licuado almacenado en los tanques de la planta, su presurización, su medida y su emisión a la red de

transporte o distribución a la que está conectada la planta. Se medirá en unidades de energía por unidad de tiempo y se contratará, nominará y facturará en función de la capacidad reservada teniendo en cuenta la duración del contrato y/o la utilización de la capacidad contratada en el tiempo. Podrá ser contratada de forma individual o formando parte de un grupo de servicios y su utilización quedará condicionada a la existencia de gas natural licuado almacenado.

Almacenamiento de GNL: Consiste en el uso de los tanques de las plantas de regasificación para mantener el gas natural licuado en los tanques en distintos periodos temporales. Podrá contratarse por separado o formando parte de un grupo de servicios. Su facturación podrá estar ligada a la contratación de una capacidad y/o a la utilización de la misma durante un periodo temporal.

Carga de cisternas: Permite cargar cisternas con gas natural licuado proveniente de los tanques de la planta. Su utilización estará condicionada a la existencia de gas natural almacenado. Podrá facturarse tanto por cada cisterna cargada, como por el gas cargado. Podrá ser contratada de forma individual.

Carga de gas natural licuado a buque: consiste en el paso del gas natural licuado desde los tanques de la planta manteniendo el estado líquido a un buque ajeno al sistema regulado, durante un tiempo limitado. Se medirá el volumen cargado. Se contratará, programará y facturará en función de la ventana de descarga y/o del volumen cargado. Se contratará de forma individual y su uso estará ligado a que se disponga de gas natural licuado en el almacenamiento.

Transvase de GNL de buque a buque: consiste en el paso del gas natural licuado desde un buque ajeno al sistema regulado a otro, utilizando los servicios de la planta y manteniendo el estado líquido del gas, durante un tiempo limitado. Se podrá contratar, programar y facturar en función de la ventana temporal y/o del volumen trasegado. Se contratará de forma individual.

Puesta en frío de buques: consiste en el paso del gas natural licuado desde los tanques de la planta manteniendo el estado líquido del gas a un buque ajeno al sistema regulado, con unas condiciones físicas determinadas que permita sólo la puesta del buque en frío y no supongan una carga propiamente dicha. Se contratará, programará y facturará en función de la ventana de descarga y/o del volumen cargado. Se contratará de forma individual y su uso estará ligado a que se disponga de gas natural licuado en el almacenamiento.

Bunkering de GNL: consiste en el paso del gas natural licuado desde los tanques de la planta manteniendo el estado líquido del gas a un buque ajeno al sistema regulado que puede usar el gas como combustible o que puede suministrar a otros buques que utilizarán este gas como combustible. Se medirá el volumen cargado. Se contratará, programará y facturará en función de la ventana de descarga y/o del volumen cargado. Se contratará de forma individual y su uso estará ligada a que se disponga de gas natural licuado en el almacenamiento.

Salida del Punto Virtual de Balance a tanque de planta de regasificación: supone un transporte virtual con el paso del gas natural desde el PVB hasta el tanque de

la planta de regasificación en forma de GNL. Está limitado por la cantidad de gas regasificado en el periodo temporal en el que se oferte y se formalice el servicio. Se contratará de forma individual y se facturará en función de la capacidad contratada, el tipo de capacidad, el periodo temporal y/o la utilización de la capacidad contratada en el tiempo.

El modelo de la CNMC distingue entre dos tipos de productos firmes:

- Productos localizados, donde el usuario decide en qué planta de regasificación concreta tiene lugar el servicio. Son productos localizados la descarga de buques, (tanto de productos agregados como no agregados, los cuales se definen más adelante), la carga de buques, la carga de cisternas, el transvase de buque a buque, la puesta en frío y el bunkering.
- Productos no localizados, donde es el GTS quien decide en qué planta de regasificación concreta tiene lugar el servicio nominado por el usuario. Son productos no localizados la regasificación y el almacenamiento de GNL en tanque (tanto de productos agregados como no agregados, los cuales se definen más adelante) y la salida del PVB a tanque de planta de regasificación.

De esta forma, el funcionamiento de las plantas de GNL sería similar al de una entidad bancaria: el usuario descargaría GNL en la planta elegida por el mismo, pero su GNL estaría almacenado de forma virtual en el conjunto de las plantas, y así podría realizar operaciones de compraventa e intercambio con cualquier usuario y cargar cisternas, buques, etc. en la planta que deseara, siempre que hubiera capacidad disponible y tuviera GNL almacenado en el conjunto de las plantas, como cuando se saca dinero de una sucursal bancaria distinta a donde tuvo lugar el ingreso. Esto es, siempre que dispusiera de GNL almacenado, el usuario nominaría la capacidad de regasificación contratada sin preocuparse por qué planta se emite la cantidad nominada a la red de transporte. Para servicios de recarga, no obstante, en la planta en la que se pretende cargar debe existir además físicamente el GNL necesario, bien porque haya habido una descarga previa o porque sea posible la licuefacción virtual del PVB en las cantidades necesarias. Si no se dan estas circunstancias no se podría ofertar capacidad para realizar cargas en dichas plantas.

A su vez, los productos de capacidad pueden ser:

a) Producto de capacidad agregado.

Este producto dará derecho al uso de la ventana de descarga en la planta asignada al usuario, así como a la capacidad de regasificación y el almacenamiento de GNL correspondiente a la cantidad de GNL descargada, ambos deslocalizados en el conjunto de las plantas de regasificación.

Para optar a la asignación de este producto, los usuarios deberán remitir una solicitud indicando el tipo de producto solicitado, y sobre la descarga de GNL,

indicar la planta de regasificación de descarga, la ventana de descarga solicitada y los kWh a descargar; la solicitud especificará el periodo de duración de la regasificación, que podría estar entre 20 y 40 días. La capacidad de almacenamiento de GNL y la de regasificación que corresponden al producto vendrá definida por los valores anteriores. Se ofertarán productos agregados en los procedimientos anuales, trimestrales y mensuales de asignación de capacidad.

b) Productos de capacidad no agregados.

Los productos no agregados introducen más flexibilidad en la contratación y gestión logística de los usuarios y pueden promover la optimización de capacidad. Se ofertarán en los procedimientos anuales, trimestrales y mensuales de asignación de capacidad los siguientes productos de capacidad no agregados:

- *Descarga de buques*, como producto localizado, que da derecho al uso de la ventana de descarga en la planta de regasificación seleccionada por el usuario. Se publicarán las ventanas que queden sin asignar tras cada procedimiento de asignación de capacidad.
- *Regasificación*, da derecho al uso de la regasificación en el conjunto de las plantas; el usuario no contrata capacidad de regasificación en una planta concreta, es el GTS quien, día a día, establece la cantidad de GNL a regasificar en cada una de las plantas, teniendo en cuenta las nominaciones de los usuarios, el GNL almacenado en los tanques y el uso de otros productos.
- *Almacenamiento de GNL en tanques*, como producto no localizado, que da derecho al uso del almacenamiento en el conjunto de los tanques de las plantas; el usuario no contrata capacidad de almacenamiento en una planta concreta, es el GTS quien, día a día, gestiona la cantidad de GNL almacenado en cada una de las plantas, en función de las necesidades de las mismas.
- *Carga de cisternas*, como producto localizado que da derecho a la carga de camiones cisterna de GNL en la planta seleccionada por el usuario, siempre que el usuario disponga de GNL almacenado en el sistema y la planta seleccionada disponga de GNL almacenado.
- *Carga de GNL a buque, transvase de buque a buque, puesta en frío de buques y bunkering*, como productos localizados que dan derecho a realizar el servicio contratado en la planta seleccionada por el usuario, siempre que usuario disponga de GNL almacenado en el sistema y la planta seleccionada disponga de GNL almacenado.
- *Salida del PVB a tanque de planta de regasificación*, como producto no localizado, que da derecho al uso de la capacidad en el conjunto de las plantas, siempre que exista la regasificación en contraflujo necesaria.

El modelo plantea un único producto con carácter interrumpible, la capacidad de salida de PVB a tanque de planta de regasificación, que se podrá ofrecer como producto interrumpible diario e intradiario. El GTS calculará la capacidad a ofertar

para estos dos productos en función de las cantidades nominadas para regasificación y para los productos firmes de salida del PVB a tanque de planta de regasificación, así como del nivel mínimo técnico de regasificación requerido en las plantas para su correcto funcionamiento.

6.3 Asignación de capacidad

Conforme a lo dispuesto en la normativa vigente, podrán adquirir capacidad en las plantas de regasificación los sujetos con derecho de acceso que establece la Ley 34/1998 y el Real Decreto 984/2015.

Con el fin de dar agilidad al procedimiento de contratación y mantener la coherencia con el marco normativo del resto de las infraestructuras, los participantes deberán haber firmado previamente el contrato marco de acceso a las instalaciones del sistema gasista español. Además, los participantes deberán haber depositado previamente las garantías financieras necesarias con respecto a la capacidad que desean contratar. De esta forma, la asignación de capacidad en las plantas generará automáticamente la obligación contractual irrenunciable para las partes afectadas por la capacidad asignada.

De manera coherente con lo establecido para el resto de instalaciones gasistas, se considera que el año de gas en las plantas de GNL es el periodo comprendido entre el 1 de octubre de un año natural y el 30 de septiembre del siguiente año. Dentro del año de gas se comercializarán 4 trimestres, definidos por los meses de octubre, noviembre y diciembre (T1), enero, febrero y marzo (T2), abril, mayo y junio (T3), y, julio, agosto y septiembre (T4). Análogamente, el día de gas es el comprendido de 6 a 6 horas (esto es, el período que abarca desde las 05:00 h UTC de un día hasta las 05:00 h UTC del día siguiente en invierno, y entre las 04:00 h UTC de un día y las 04:00 h UTC del día siguiente en verano). En el caso de la carga de cisternas, al ser un producto localizado, la capacidad reservada deberá distribuirse entre las plantas.

En consonancia con lo dispuesto para las conexiones internacionales, y con objeto de facilitar la liquidez del mercado a corto plazo, se propone reservar al menos un 10% de la capacidad técnica total de regasificación, almacenamiento de GNL y carga de cisternas del conjunto de las plantas de regasificación de GNL para su oferta como productos trimestrales, tanto para productos agregados, como productos desagregados.

El resto de la capacidad técnica disponible (90% de la capacidad de regasificación, 90% de la capacidad de almacenamiento de GNL, 90% de la capacidad de carga de cisternas) se ofertará en la subasta de productos anuales.

La asignación de capacidad disponible en las plantas de regasificación y todos los procesos relacionados se realizarán, como en el resto de infraestructuras, en la plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad del GTS, a la cual se puede acceder a través del SL-ATR¹¹.

¹¹ Sistema Logístico de Acceso de Terceros a las instalaciones del sistema gasista.

Para todos los procedimientos y productos, el GTS publicará información agregada de los resultados de la asignación de capacidad, como las capacidades asignadas y el precio de asignación.

El modelo contempla el mismo mecanismo de asignación para todos los productos (localizados y no localizados, agregados y no agregados, discontinuos y continuos), basado en un periodo inicial de recepción de solicitudes y el desarrollo de una subasta cuando la capacidad demandada supera la capacidad ofertada.

Con carácter prioritario, para cada año de gas, y antes de su inicio, será necesario definir las ventanas de descarga de buques en cada una de las plantas de regasificación.

Los procedimientos de asignación de capacidad en las plantas de GNL comenzarán preferentemente en las mismas fechas que los procedimientos de asignación de capacidad en los gasoductos de conexión internacional. No obstante, dado que de haber solicitudes coincidentes o exceso de demanda los procedimientos de asignación pueden alargarse, se dispone la obligación del GTS de elaborar y publicar con suficiente antelación un calendario detallado de desarrollo de los procedimientos anuales, trimestrales y mensuales, que podrá revisarse anualmente.

Primero se asignarán las ventanas de descarga de buques. Si hay más de una solicitud para determinadas ventanas, se organizará un procedimiento de subasta. Una vez asignadas las ventanas, para los productos agregados automáticamente se asignará la capacidad asociada de almacenamiento y regasificación. Después se pasará a asignar los productos localizados y finalmente el resto de los productos no agregados.

6.4 Funciones de supervisión

Por coherencia con lo establecido para otras infraestructuras gasistas, la CNMC también supervisará la asignación de capacidad en las plantas de regasificación, pudiendo para ello recabar información del GTS y del Gestor de Garantías en cualquier momento. Asimismo, será responsable de resolver cualquier conflicto entre las partes derivado de su aplicación.

Debe prestarse especial atención a la actuación del GTS como gestor de la capacidad conjunta de regasificación y almacenamiento de GNL de las plantas, garantizando la transparencia y homogeneidad en el desarrollo de sus funciones con relación con las plantas. Ello incluye la indicación de consignas de operación, para una óptima y eficiente gestión que permitan ofertar al mercado la máxima capacidad disponible. Por eso, la CNMC supervisará en todo momento la correcta actuación de todos los agentes involucrados, y en particular, la actuación del GTS.

Además, el GTS deberá elaborar, para cada año de gas, un informe sobre la aplicación del mecanismo de asignación de la capacidad en las plantas, desglosado por producto, con detalle del cálculo de la capacidad ofertada, las solicitudes de adquisición recibidas, el desarrollo del proceso de asignación, los criterios empleados para la asignación de capacidad y la capacidad asignada a cada solicitante.

6.5 Mercado secundario y transacciones entre usuarios

Otra herramienta de flexibilidad para los usuarios considerada por el modelo es la implementación, en la plataforma telemática de solicitud y contratación de capacidad, de un mercado secundario organizado de capacidad, para la transacción de la capacidad adquirida por todos los usuarios en cualquiera de las instalaciones del sistema gasista.

En lo que se refiere a las plantas de regasificación, los usuarios podrán realizar transacciones de la capacidad que corresponde a productos no agregados, tanto los localizados (descarga/carga de buques, transvase entre buques, puesta en frío, bunkering y carga de cisternas), como no localizados (regasificación y almacenamiento de GNL). También podrán realizar transacciones que afecte a la capacidad de los productos agregados, siempre que se mantengan las características del producto agregado asignado, esto es, la ventana de descarga y la capacidad de regasificación y los días de duración del producto, que definen la capacidad de almacenamiento de GNL a utilizar en tanques.

Por otro lado, los usuarios también podrán realizar transacciones de GNL almacenado en los tanques.

Todas las transacciones podrán realizarse mediante acuerdos bilaterales entre los usuarios o a través de un bróker o una plataforma. Únicamente resulta fundamental que el GTS sea conocedor, en todo momento, de la titularidad de las capacidades de los productos contratados en las plantas y del GNL almacenado. Para ello, se propone un sistema de notificaciones similar al que existe en la red de transporte. El GTS deberá desarrollar los formatos de las notificaciones y el calendario de envío y modificación de las mismas.

Para evitar que los usuarios realicen transacciones de GNL en planta sin disponer de existencias, el GTS solo podrá aceptar notificaciones de transferencia de titularidad de GNL que no den lugar a que el usuario acabe con un balance negativo de GNL en los tanques, (anulando, en este caso, la transacción y comunicándolo a los afectados) y notificaciones que vengan intermediadas por una cámara de compensación.

6.6 Retribución y peajes de las plantas de regasificación

La implementación efectiva y eficiente del modelo en las plantas de GNL de la CNMC requiere la revisión y adaptación de otra normativa que afecta al acceso de terceros a las plantas de regasificación.

La estructura de los peajes de acceso aplicables por el uso de la infraestructura debe estar íntimamente relacionada con los servicios prestados y, por tanto, con los productos de capacidad ofertados en la misma, con el mecanismo aplicado para su asignación y finalmente con la facturación y recaudación por los servicios prestados.

No debe revisarse la estructura de peajes y sus valores sin haber examinado previamente si la retribución reconocida por la actividad regulada de las plantas de regasificación, en base a la que se calculan los peajes, se ajusta a una retribución reflejo de los costes incurridos y a un margen empresarial adecuado, correspondiente a una actividad exenta de riesgo.

El sistema actual de peajes de acceso a las plantas de regasificación contempla los siguientes conceptos, todos ellos compuestos por un término fijo que afecta a la capacidad contratada y otro variable según la capacidad realmente empleada:

- Peaje de regasificación.
- Peaje de descarga de buques. En este caso, además, se establecen diferentes valores de los términos fijo y variable para las distintas plantas.
- Peaje de carga de cisternas.
- Peaje de carga de buques, que distingue diferentes valores en función de si la cantidad de GNL a cargar supera o no los 9.000 m³ de GNL.
- Peaje de transvase de GNL entre buques, definido como el 80% del peaje de carga de buques.
- Peaje de puesta en frío de buques.

Asimismo, se establece un canon de almacenamiento de GNL, que es el único peaje definido solo por un término variable. A día de hoy no se puede contratar este servicio de forma individualizada.

La estructura actual de peajes ha quedado desfasada, de la misma forma que la definición de los servicios: paradójicamente es más barato (50.990 € para un buque de 1.000 GWh) descargar un buque en la planta de Barcelona que hacerlo en Sagunto o Cartagena, plantas situadas en la misma zona; la primera tiene riesgo de congestión y las otras están muy poco contratadas. Originalmente, se estableció una diferencia de peajes por planta que diera una señal de localización de los costes del transporte asociados a introducir el gas en cada una de las plantas; por ello, dado que el transporte de gas es eminentemente de sur a norte, los peajes de las plantas del norte son más baratos que las del sur. Otro ejemplo sería el peaje de *bunkering*, que al no existir como tal se asimilaría al peaje de carga de buques, que tiene un valor mínimo en el término fijo de 87.978 €; este nivel de peaje lleva a que no se haga *bunkering* y que los buques se carguen en puerto pero con varios camiones cisterna.

Recientemente se ha aprobado con el Real Decreto 335/2018 una nueva estructura de peajes para plantas de regasificación, que si bien avanza en la

línea adecuada de posibilitar un mayor desarrollo de servicios, no ha entrado en vigor por no estar establecidos los valores concretos que permitan su utilización.

En cualquier caso, los peajes actuales no se ajustan, ni a los productos de capacidad, ni al sistema de asignación del modelo que se está proponiendo.

El nuevo modelo de gestión de las terminales (con productos no localizados), así como los nuevos servicios en plantas de regasificación (almacenamiento de GNL, salida de PVB a tanques), debe ir ligado a una estructura tarifaria capaz de recuperar los costes razonables de las infraestructuras, y que a la vez considere, sin perder de vista la definición de los servicios, su utilidad y el entorno competitivo; es decir, los peajes de acceso deben ayudar a promover la utilización de las terminales y que además las distintas plantas tengan niveles de utilización eficientes.

Así por ejemplo, en relación al producto agregado¹² frente a los no agregados¹³, dado que este tipo de producto daría una mayor certeza al operador de la planta sobre su utilización, podría estudiarse la aplicación de un peaje que reflejase ese hecho.

Por otro lado, con el modelo de regasificación y almacenamiento como productos no localizados podría ser necesario revisar si algunos de los parámetros de la retribución de los titulares de las plantas deben dejar de estar ligados a la utilización efectiva de la planta, dado que su utilización respecto a los servicios no localizados no va a ser decidida por los comercializadores, si no por el GTS. La normativa actual reconoce a los mismos una retribución por los costes de operación y mantenimiento, así como incentivos a la reducción de las mermas, todo lo cual depende del grado de utilización de las instalaciones.

Además, actualmente, son los operadores de las plantas de regasificación los que facturan los productos de capacidad a los usuarios. Sin embargo, con el modelo propuesto la contratación de la regasificación y el almacenamiento de GNL no está localizada en una planta concreta y los operadores desconocen la titularidad del gas que almacenan o regasifican.

Por eso, la facturación de estos productos a los usuarios debería realizarla el GTS en nombre de los operadores de las plantas de GNL.

En cualquier caso, la facturación deberá ser comprensiva de cada uno de los productos contratados y utilizados, peajes, etc., así como de las posibles penalizaciones, en su caso.

¹² Descarga de buque más almacenamiento más regasificación.

¹³ Descarga de buque, almacenamiento y regasificación por separado.

6.7 El balance y los mecanismos de gestión de congestiones en las plantas de regasificación

Las reglas para el cálculo del balance del GNL de los usuarios en las plantas de regasificación se establecen en las Normas de Gestión Técnica del Sistema (NGTS). También el mecanismo anti acaparamiento que evita congestiones en las plantas.

Modelo actual

Actualmente, en las plantas de regasificación se realiza, para cada usuario, un balance diario final del día de gas, realizado el día posterior al día de gas (balance d+1), con la información de los repartos en los puntos de reparto de buques (PCDB), carga de cisternas (PCCC) y regasificación (PCPR) contenidos en el SL-ATR. Este balance se calcula conforme a la siguiente fórmula:

$$\text{Existencias finales diarias} = \text{Existencias iniciales diarias} + \text{Entradas} - \text{Mermas retenidas} - \text{Salidas} + \text{Operaciones de compraventa.}$$

Siendo:

- Existencias finales: existencias finales de GNL del usuario en tanques en la planta al final del día de gas, en kWh.
- Existencias iniciales: existencias iniciales de GNL del usuario en tanques en la planta a comienzos del día de gas, en kWh.
- Entradas: reparto d+1 del usuario en puntos PCDB cuando su valor es positivo, así como reparto d+1 en los puntos PCPR cuando se produce una salida de gas del PVB a planta de regasificación, en kWh.
- Salidas: reparto d+1 del usuario en puntos PCDB cuando su valor es negativo, reparto d+1 en puntos PCPR cuando se produce una salida de gas de la planta al PVB y reparto d+1 en puntos PCCC, en kWh.
- Mermas retenidas: mermas reconocidas en vigor por las operaciones realizadas, en kWh. Las mermas en operaciones de carga de GNL en buques corresponderán a las mermas reales asociadas a dicha operación.
- Operaciones de compraventa: saldo, positivo o negativo, del usuario por transacciones de cambio de titularidad de adquisición o cesión de existencias de GNL en tanques en el día de gas.

El GTS calcula para cada día el GNL del usuario almacenado al final del día de gas.

Las NGTS contemplan, además, cómo proceder ante dos posibles situaciones:

a) Desbalance por exceso de GNL (y medidas anti acaparamiento)

El GTS calcula de forma global para el conjunto de plantas, las existencias de GNL de cada usuario (entendiendo por usuario al conjunto de usuarios que pertenezcan al mismo grupo empresarial), calculadas como la media móvil de 30 días (incluido el actual).

Se considera que un usuario se encuentra en desbalance por exceso de GNL en el sistema cuando sus existencias de GNL superan la energía equivalente a 15 veces la capacidad de regasificación diaria contratada para el conjunto de plantas. En ese caso, el GTS aplica diariamente a las existencias de dicho usuario que superen el límite anterior, lo siguiente:

- 1.- Si el exceso es < 4 días: 2,5 veces el canon de almacenamiento de GNL.
- 2.- Si el exceso es > 4 días: 10 veces el canon de almacenamiento de GNL.

Para los usuarios para los que la energía equivalente a 15 veces la capacidad de regasificación contratada sea < 300 GWh, se emplea este valor como límite.

Estos pagos son adicionales al canon diario de almacenamiento de GNL y tienen la consideración de ingresos liquidables.

b) Desbalance por defecto de GNL

Cuando un usuario se encuentra en desbalance por existencias negativas en una planta de regasificación se aplica el 10% del precio de referencia (media aritmética del coste del gas natural en el "Henry Hub" y en el "National Balancing Point" para dicho día).

Cuando existe desbalance por existencias negativas de un usuario en una planta de regasificación, el titular de la instalación, previa comunicación al GTS y al usuario afectado, debe suspender la regasificación por cuenta del usuario afectado, hasta que éste vuelve a tener existencias de GNL en la planta.

El tratamiento actual de los desbalances en planta de GNL fue introducido fundamentalmente con dos objetivos: primero, evitar mediante una penalización disuasoria los desbalances por exceso de gas y, en consecuencia, el acaparamiento de capacidad de almacenamiento que se producía cuando se contrataba una capacidad de regasificación baja respecto al volumen descargado de GNL; y en segundo lugar, evitar, también mediante una penalización disuasoria, que las existencias de los usuarios puedan ser negativas, tanto por seguridad de suministro como por la posible utilización por parte de un usuario del GNL de otro usuario.

El tratamiento es asimétrico: para los desbalances positivos la penalización está asociada a los peajes (canon de almacenamiento) y es calculada para el conjunto agregado de plantas de regasificación. Para el desbalance por defecto de GNL (existencias negativas), la penalización está asociada al coste del gas (aunque éste no se reponga), y se calcula individualmente por planta. Ni en un caso ni en otro se limitan, ni los cambios de titularidad de GNL, ni los cambios de capacidad de almacenamiento que puedan realizar los usuarios.

Sin embargo, el mecanismo actual de gestión de desbalances constituye un mecanismo efectivo de evitar acaparamiento de capacidad, sin limitar ni restringir las transacciones de cambio de titularidad de gas. Los inconvenientes del mecanismo actual de desbalances se encuentran, en esencia, en la imposibilidad de garantizar que no exista déficit de gas del usuario.

Por su parte el Real Decreto 984/2015 también determina la necesidad de desarrollar procedimientos de gestión de las congestiones aplicables en las instalaciones gasistas. Estos procedimientos deben ser compatibles y estar coordinados con los mecanismos de asignación de capacidad. En la actualidad, en el entorno europeo, aplicables a la capacidad de transporte, existen distintos procedimientos de gestión de congestiones que podrían servir de referencia para el diseño del modelo de gestión de congestiones en las plantas de regasificación¹⁴.

La implementación de medidas para evitar el acaparamiento de capacidad es de especial relevancia en el caso de la capacidad de almacenamiento de GNL, para evitar problemas operativos en las plantas y para prevenir la adquisición de este producto con fines especulativos. A este respecto, también es importante la definición del peaje de almacenamiento de GNL, que debe ser lo suficientemente bajo para incentivar la contratación y lo suficientemente alto para evitar especulación.

En cualquier caso, la activación de los mecanismos de gestión de congestiones podría depender del nivel de contratación y el uso de la capacidad contratada.

Nuevo modelo de desbalance en planta y mecanismos de gestión de la congestión

La agrupación para cada usuario de su gas almacenado en todas las plantas de regasificación debería minimizar la probabilidad de ocurrencia de desbalance de GNL negativo.

Los incentivos para que el usuario se mantenga balanceado en la planta o en el conjunto de las plantas, según el tipo de servicio, así como los mecanismos para

¹⁴ Los mecanismos actuales de gestión de congestiones para transporte según la normativa europea son:

- Renuncia a la capacidad contratada; el usuario pone a disposición del operador de la instalación la capacidad contratada para su oferta en los procedimientos de asignación.
- Sobreventa y recompra de capacidad; el operador vende más capacidad de la técnica y recompra el exceso en caso de que los usuarios contratantes deseen usar toda la capacidad contratada al mismo tiempo.
- Utilización o pérdida de capacidad; el operador oferta la capacidad contratada por el usuario que éste no va a utilizar. Puede aplicarse para el corto plazo (el operador analiza las nominaciones del usuario para determinar si existe capacidad no utilizada) o para el largo plazo (el operador analiza el uso pasado de la capacidad por el usuario en un periodo temporal más extendido, por ejemplo, en el año de gas). Existen otras versiones de este procedimiento en los que se obliga al usuario de la capacidad infrautilizada a prestarla o venderla en el mercado secundario de capacidad.

evitar el acaparamiento de capacidad y las congestiones deben ser consecuentes con los siguientes objetivos:

- Asegurar un marco de utilización de las plantas transparente, objetivo y no discriminatorio
- Asegurar el suministro
- Evitar el acaparamiento de capacidad en general
- Asegurar que los usuarios no exceden los derechos que les confieren sus reservas de capacidad (por ejemplo, ni manteniendo gas en exceso sobre sus derechos de almacenamiento o de tiempo de descarga, ni manteniendo un balance negativo por el hecho de tener un contrato en una planta)
- Evitar situaciones de congestión en los servicios de una planta (por ejemplo, que no exista suficiente capacidad de almacenamiento libre para descargar un buque programado)
- Evitar que exista gas propiedad de un usuario sin que éste tenga contrato

Estos objetivos se logran, no sólo con los mecanismos de balance y de gestión de congestiones, sino con la correcta definición de los servicios y la determinación de la capacidad a vender para cada uno, así como la definición de los derechos concretos a los que da lugar esa capacidad.

El sistema actual con la NGTS 3.6.1, que establece el mecanismo para evitar la congestión, resulta probablemente demasiado desincentivador, además de complejo de entender, ya que unido al canon de almacenamiento supone un cargo económico notable, especialmente para comercializadores de menor tamaño, lo que de alguna manera podría fomentar que la capacidad de almacenamiento esté infrutilizada

<i>Euros</i>		Buque 1.000 GWh, 15 días, 66,6 GWh/día		Buque 1.000 GWh, 31 días, 32,25 GWh/día	
Regasificación	Fijo	653.733	71%	632.645	53%
	Variable	116.000		116.000	
Descarga de buques	Fijo	16.988	5%	16.988	4%
	Variable	35.000		35.000	
Canón almacenamiento GNL		259.200	24%	518.400	37%
Exceso GNL 3.6.1				81.000	6%
TOTAL		1.080.921		1.400.033	
<i>Diferencia</i>				<i>319.112</i>	

Figura 11: Ejemplo del cálculo de peajes en regasificación.

En el ejemplo de la figura anterior se puede ver en la primera columna el coste de regasificar un buque de 1.000 GWh en 15 días, frente al coste de regasificarlo en 31 días, lo que hace que se incurra en penalización según la NGTS 3.6.1 Los costes de regasificación y descarga de buques son idénticos, pero el canon de

almacenamiento ya funciona como desincentivador para que los comercializadores mantengan los mínimos volúmenes en tanque (en este caso supone 0,32 €/MWh de diferencia); esta es una de las razones por la que los comercializadores necesitan tener contrapartes con las que compartir parte del buque.

Por otro lado, el actual sistema, al no reponer el gas del usuario en caso en los que éste incurra en déficit de GNL, no lo soluciona, ni tampoco el de la congestión física que puede ocasionar un exceso de GNL de un usuario que, por ejemplo, imposibilite las descargas de otros usuarios.

Esto se paliará en parte probablemente permitiendo que el almacenamiento se contrate de forma separada y con un único almacenamiento virtual. No obstante, sigue siendo necesario tener unas reglas claras sobre balance.

El balance y los mecanismos de gestión de congestiones deben estar basados en todos o algunos de los siguientes principios:

- Correcta definición de derechos y obligaciones asociados al contrato de capacidad
- Tarifas a pagar por los distintos servicios reflejo de costes
- Mecanismos ex ante para incentivar el balance y prevenir la congestión
- Mecanismos ex post para asegurar el balance y solucionar la congestión

Para empezar, y a la vista de los distintos cargos por los servicios de las plantas y de la capacidad ociosa de tanque en las plantas, con el modelo de almacenamiento virtual único no se considera necesario mantener una norma que penalice el exceso sostenido de GNL, más allá del propio canon de almacenamiento de GNL que, como ya ocurre actualmente, parece suficientemente disuasorio para evitar congestiones por exceso de capacidad, máxime cuando el almacenamiento virtual debería evitar en mayor medida la congestión y será el GTS el que se encargue de la gestión de la regasificación asignando la producción a las distintas plantas.

Será necesario que cada usuario tenga una cartera de balance de GNL, que diariamente no podrá ser negativa, ni tampoco exceder los derechos de capacidad de almacenamiento del usuario, si bien en este caso se generaría un contrato automático de capacidad por el exceso.

Para la gestión de esta cartera de balance deberían seguirse los mismos principios que para la cartera de balance del sistema de transporte. De cara a evitar las existencias negativas de un usuario:

- Medidas ex ante:
 - ✓ No permitir operaciones físicas, nominaciones de regasificación, carga de cisternas o de buques que ocasionen un desbalance negativo.
 - ✓ No permitir notificaciones de transacciones de gas que creen un desbalance negativo, salvo que venga garantizadas por el mercado organizado o una cámara de contrapartida que actúe de garante.
 - ✓ Establecer las garantías financieras necesarias y su control.

- Medidas ex post:
 - ✓ Compra de gas por parte del GTS para suplir las existencias negativas en base a las garantías establecidas (adquisición de GNL en tanques o de gas en PVB y licuefacción virtual).

Para evitar existencias en exceso de un usuario:

- Medidas ex ante:
 - No permitir operaciones físicas, nominaciones de descarga de buques o licuefacción virtual que excedan la capacidad del usuario.
 - Ante la previsión de que se exceda la capacidad, una vez comunicado al usuario sin que éste tome las actuaciones pertinentes, el GTS puede programar regasificación para garantizar el nivel de existencias acorde a la capacidad (el coste será a cargo del usuario).
 - No permitir notificaciones de transacciones de gas que creen un exceso de utilización de los derechos de capacidad de almacenamiento o crear automáticamente un contrato por el exceso.
 - Establecer las garantías financieras necesarias y su control.
- Medidas ex post:
 - Venta de gas por parte del GTS para suplir las existencias en exceso sobre la capacidad en base a las garantías establecidas (bien venta de GNL en tanques o bien de gas en PVB una vez regasificado).

Como se ha señalado, podría admitirse el almacenamiento de GNL en tanques por encima de la capacidad contratada o de los derechos a los que da lugar esta capacidad si la gestión de las plantas lo permite y no se afectan los derechos de otros usuarios. En este caso, se generaría un contrato por la cantidad en exceso, que aplicaría hasta que el usuario regularice la situación del GNL almacenado en exceso. El GTS deberá tener en cuenta este contrato cuando actualice las garantías a formalizar por el usuario.

Cualquier otra situación de congestión a la que pueda dar lugar la compleja logística de los productos localizados en las plantas físicas, por ejemplo, la carga de buques, debe evitarse con la correcta definición de las capacidades destinadas a cada producto, con las necesarias holguras y sobre todo con la previsión de que para dar determinados servicios es necesario tener gas físico en la planta.

Aun así, pueden existir además situaciones de congestión o restricción que, pese al nuevo modelo y a unos nuevos peajes, puedan aparecer en la gestión de las plantas de regasificación, que podrían estar ocasionadas por los siguientes problemas:

- Insuficiente nivel de contratación de productos localizados en una zona del sistema gasista (no necesariamente en una única planta) que ocasione restricciones en el sistema de transporte.
- Excesiva contratación de servicios localizados concentrados en una planta.

Dependiendo del problema, las soluciones pasarían por una mejor definición de las capacidades, un mayor uso de los mecanismos de mercado para asignar las

capacidades, servicios de balance o productos localizados en la red de transporte y, por último, la declaración de Situación de Operación Excepcional por parte del GTS.

6.8 Condiciones de utilización

La capacidad asignada a los usuarios estará sujeta al cumplimiento de determinadas condiciones:

1. Con el fin de aportar la mayor flexibilidad posible a los usuarios y favorecer el uso de las plantas, una vez asignada a un usuario una ventana concreta de descarga/carga de buques, transvase entre buques, puesta en frío de buques y bunkering, así como capacidad de carga de cisternas, en una planta concreta, el usuario podrá solicitar el cambio de la planta o de la ventana, siempre que sea posible desde el punto de vista de la operativa de la planta y que no se afecten los derechos adquiridos por otros usuarios. En cualquier caso, el precio del producto será el definido en el procedimiento en el que se asignó.
2. Dejando aparte las flexibilidades permitidas para el producto agregado, los usuarios solo podrán usar los productos de regasificación, carga de buques, puesta en frío, bunkering y carga de cisternas si disponen de GNL almacenado en las plantas. Con ello se evitaría el uso por parte de los usuarios de GNL que no les pertenece y que podría ser requerido por el usuario titular del mismo antes de que sea repuesto por el usuario sin GNL.
3. Con carácter general, no podrá almacenarse GNL en tanque si no se dispone de capacidad de almacenamiento contratada, bien como producto agregado o no agregado. Esto afecta al GNL a almacenar por encima de la flexibilidad concedida al producto agregado, al producto no agregado de almacenamiento de GNL y a la capacidad de salida de PVB a tanques.

6.9 Funciones de los operadores de instalaciones, el Gestor Técnico del Sistema y los usuarios

La contratación indiferenciada por planta y la gestión conjunta de la capacidad de regasificación y de almacenamiento de GNL requiere una modificación de las funciones y responsabilidades de todos los sujetos implicados: los usuarios, el GTS y los titulares de las plantas.

Estas están definidas en su mayoría en normativa de alto rango, principalmente en la Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos, el Real Decreto 949/2001 sobre el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y el régimen económico del sistema gasista y el Real Decreto 1434/2002, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural.

De una forma genérica, el GTS adquiere nuevas funciones en relación a la contratación de capacidad de las plantas, en su operación logística y en la

facturación de los peajes, funciones que desarrollará en coordinación con los transportistas.

Los transportistas mantienen como funciones centrales la operación y mantenimiento de las infraestructuras, así como en la definición de la capacidad de los servicios físicos que pueden dar las plantas, para así desarrollar los productos comerciales en coordinación con el resto de transportistas y el GTS.

6.10 Asignación de capacidad de entrada a la red de transporte

Como ya se ha indicado, en fecha 29 de marzo de 2016 la CNMC aprobó una propuesta para la asignación de capacidad en los puntos de entrada a la red de transporte desde las plantas. Esta propuesta asignaba la capacidad mediante un mecanismo de subasta, que se resolvería mediante un algoritmo de reloj ascendente de múltiples rondas para los productos anuales, trimestrales y mensuales de capacidad, y mediante algoritmos de precio uniforme con una única ronda para productos diarios e intradiarios de capacidad. Este mecanismo para la capacidad de entrada a red de transporte desde plantas es incompatible con el modelo de plantas agregado que se propone para las plantas de regasificación, puesto que los usuarios no elijen la planta desde la que se regasifica, sino que es el GTS quien decide cuánto gas emite cada terminal.

Por tanto, es necesario rediseñar un sistema de asignación de la capacidad de entrada a la red de transporte. Este mecanismo debe asignar de forma automática los servicios de entrada (o salida) desde las plantas de regasificación al sistema de transporte, correspondiente a los derechos de la capacidad de regasificación (o licuefacción virtual) adquiridos, siempre que el usuario así lo quiera. El resto de la capacidad de conexión entre el sistema de regasificación y el transporte puede ser asignada, igual que en las conexiones internacionales con Europa, mecanismo que debería extenderse también a las conexiones internacionales no europeas. La plataforma de asignación podría ser la misma u otra similar, que a través de una *interface* fuese sencilla para que el usuario comprase los distintos tipos de capacidad en un mismo acto.

6.11 Constitución de garantías de acceso a las instalaciones

El modelo de la CNMC requiere revisar y adaptar la siguiente normativa en relación con la contratación del acceso:

- Con el fin de acomodar el cálculo de las cantidades exigidas como garantías a los nuevos productos y servicios de capacidad en las plantas y sus peajes es necesario revisar el contenido de la Resolución de 2 de agosto de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban las normas de gestión de garantías del sistema gasista. También sería necesario analizar las disposiciones sobre vigencia de garantías formalizadas, en los aspectos que se refieren al establecimiento de garantías por desbalance en las plantas.

- El actual contrato marco, aprobado por Resolución de 2 de agosto de 2016, de la Secretaría de Estado de Energía, en particular, sobre la contratación de servicios y productos de acceso. Éste debería requerir la firma del GTS como parte integrante del contrato, ya que será responsable de la logística conjunta de las plantas. Además, habría que modificar las responsabilidades de los firmantes y la facturación y pago, puesto que, al ofrecerse la regasificación y el almacenamiento de GNL de todas las plantas de forma conjunta, el GTS sería el encargado de realizar la facturación de estos productos a los usuarios. Finalmente, debería corregirse también el documento de adhesión al contrato marco, y disponer de ambos en español e inglés.

6.12 Tratamiento de los contratos de acceso vigentes y entrada en vigor del nuevo modelo

Los contratos actuales no se adaptan a los productos definidos en el Real Decreto 984/2015 y, por tanto, debe definirse un procedimiento para su adaptación.

En el caso particular del modelo agregado de plantas de la CNMC, que oferta los productos del citado Real Decreto para el año de gas, su correcta implementación exige que la capacidad en las plantas quede libre al finalizar el año de gas. Por eso, es necesario que todos los contratos que estuvieran en vigor una vez que el nuevo modelo entre en aplicación se adapten durante un periodo transitorio.

Como se ha puesto de manifiesto en los apartados anteriores, la implementación del modelo agregado de plantas que se propone requiere una revisión profunda de la normativa vigente, así como la elaboración de nueva normativa. Es necesario también el desarrollo y modificación de los sistemas informáticos de todos los agentes implicados y, en particular, del SL-ATR.

7. Sobre el proceso para la implementación del modelo agregado de plantas

Para llevar a cabo la implementación del modelo se necesitan cambios regulatorios y legales, cambios de procedimientos y de operación del sistema y cambios informáticos.

A continuación, se describe cómo realizar los cambios en la regulación:

- Modificación de la Circular 3/2017 relativa a los **mecanismos de asignación de capacidad** a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa, para inclusión de la normativa completa de asignación de

capacidad de acceso en todas las infraestructuras reguladas del sistema gasista¹⁵.

- Modificación de la Circular 2/2015 por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista, para la inclusión de la normativa completa de balance en todas las infraestructuras, lo que significa completar el marco actual con las infraestructuras de regasificación y almacenamiento, incluyendo las garantías por balance¹⁶.
- Modificación de la Circular 1/2013 por la que se establecen los mecanismos de gestión de congestiones a aplicar en las conexiones internacionales por gasoducto con Europa, de forma que se establezcan los mecanismos de gestión de congestiones en todas las infraestructuras¹⁷.

Adicionalmente, deberían ser objeto de modificación determinadas materias relacionadas a continuación en las que se debería reconocer asimismo la competencia de la CNMC¹⁸:

¹⁵ La CNMC es competente para establecer la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos los procedimientos para asignar capacidad y gestionar la congestión, según resulta del Reglamento (UE) 2017/459 de la Comisión de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre los mecanismos de asignación de capacidad en las redes de transporte de gas y tal como regula del artículo 7.1.f) de la Ley 3/2013.

¹⁶ La competencia en materia de balance en la red de transporte resulta tanto del Reglamento (UE) nº 312/2014 de la Comisión, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte, como del artículo 7.1.e) de la citada Ley 3/2013

¹⁷ El artículo 7.1.f) de la Ley 3/2013 asigna al regulador la aprobación de circulares sobre gestión de la congestión, la cual figura en el anexo I del Reglamento (CE) nº 715/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de julio de 2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural y por el que se deroga el Reglamento (CE) nº 1775/2005.

¹⁸ El reconocimiento de competencia al regulador tiene como base el Derecho de la UE, el cual asigna a la Autoridad Reguladora Nacional las competencias sobre retribución de las actividades reguladas que se financian con cargo a peajes, estructura de las tarifas, condiciones de aplicación de las mismas y reglas de asignación de la retribución a los precios regulados. Dichas competencias que deberían reconocerse a favor de la CNMC resultan en primer término de los artículos 32.1, 41.1.a) y 41.6.a) de la Directiva 2009/73/CE. La competencia tarifaria del regulador se reitera en el artículo 13 del Reglamento (CE) nº 715/2009, norma de directa aplicación y primacía sobre el Derecho interno de los distintos Estados miembros. El artículo 11 del mismo reglamento se refiere a la aprobación por las autoridades reguladoras de los costes de las actividades de la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Gas. También es pertinente el Reglamento (UE) 2017/460 de la Comisión, de 16 de marzo de 2017, por el que se establece un código de red sobre la armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas. El Reglamento establece un código de red que fija las normas de armonización de las estructuras tarifarias de transporte de gas, incluidas las normas sobre la aplicación de una metodología de precios de referencia, los correspondientes requisitos de publicación y de consulta, así como el cálculo de los precios de reserva para productos estándar de capacidad. Procede destacar lo establecido en los artículos 4 y 6 del mismo texto legal que precisan igualmente las competencias de las Autoridades Reguladoras Nacionales en este ámbito. Por otro lado, debe hacerse referencia también a los artículos 7, 26, 30 y 31 que regulan los requisitos de consulta pública y transparencia antes aludidos en el proceso de adopción de estructuras tarifarias. Asimismo, la CNMC debería ser competente para aprobar las Normas de Gestión Técnica del Sistema que guarden relación con las competencias que le asigna el Derecho

- Nueva regulación de retribución de las actividades reguladas del sistema gasista (metodología y retribución anual).
- Nueva regulación de peajes de acceso a todas las infraestructuras gasista (metodología y valores), incluyendo las garantías por peajes.
- Nueva regulación sobre Gestión Técnica del Sistema (para sustituir el actual sistema de NGTS).

8. Conclusiones

La regulación actual del sistema gasista, en particular de las plantas de regasificación, se ha quedado obsoleta y necesita modificarse para adaptarse al mercado del gas actual, ofreciendo servicios más atractivos y flexibles, y también para promover una mayor competencia en beneficio del consumidor y una mayor utilización de las infraestructuras en un entorno europeo en competencia, a la vez que soluciona algunos problemas logísticos del sistema gasista.

Después de analizar varias opciones, **la CNMC, diseña y propone en este documento un nuevo modelo de acceso a las plantas**, que potencia productos y servicios de GNL más atractivos para el mercado, poniendo a disposición de los usuarios la flexibilidad inherente de las infraestructuras que componen el sistema gasista español.

Se reflexiona también sobre la necesidad de disponer de una regulación que se acompañe mejor y más diligentemente a las necesidades del mercado, toda vez que la rápida evolución de los mercados internacionales del GNL y los distintos usos a los que puede dedicarse el mismo hace necesario que las plantas de regasificación adapten sus servicios con agilidad.

Se considera que una regulación más sencilla, acompañada de una mejor y más clara distribución de responsabilidades, serviría para disminuir las ineficacias del modelo actual y para eliminar barreras administrativas que ralentizan la actividad.

El modelo de GNL que se propone consistiría en ofertar los servicios de almacenamiento y regasificación de GNL de forma deslocalizada, para el conjunto de plantas, mientras que los servicios que requieren una localización expresa por planta de regasificación, como el de descarga de buques, seguirían siendo ubicados por el usuario en cada planta. Existiría la posibilidad de **contratar un servicio agregado de descarga, almacenamiento y regasificación**, como hasta ahora, pero con un esquema similar al de otras

Europeo (en esencia, condiciones de acceso a la red, entradas y salidas de gas en el sistema y el correspondiente balance).

plantas europeas, y también se propone **permitir contratar por separado cada uno de los servicios**. El almacenamiento y la regasificación serían deslocalizados y gestionados logísticamente por el GTS: el usuario nominaría para el conjunto de plantas, sin indicar en qué planta ha de producirse la regasificación y el GTS impartiría consignas de operación a los operadores de las plantas, conforme a las nominaciones de los usuarios, desglosando la producción física por cada una de ellas.

Como ventajas del modelo destaca su vocación de ofrecer la **máxima flexibilidad asociada al elevado parque español de plantas de regasificación**, favoreciendo un **mercado más líquido de GNL**, al permitir cualquier transferencia de titularidad de GNL entre agentes, y evitando la posición de dominio de los operadores principales. Asimismo, el modelo es compatible con el servicio estándar agregado de descarga de buques, almacenamiento de GNL y regasificación similar al existente en cualquier planta europea.

Por el lado de las dificultades que presenta su desarrollo, es de señalar la asignación de **nuevas funciones al GTS**. El GTS ha de tener, además de una actuación objetiva, transparente y no discriminatoria, una gestión eficiente que proporcione la máxima flexibilidad del sistema a los usuarios. Además, el modelo requeriría unos peajes de entrada a la red de transporte iguales desde cualquier planta de regasificación y modificaciones en el mecanismo retributivo de las plantas de regasificación, que las hicieran económicamente neutras a las decisiones de optimización logística que adoptara el GTS.

La implementación de este modelo está sujeta en particular a las modificaciones normativas necesarias para asignar a la CNMC la competencia relativa al acceso a las instalaciones de GNL prevista en la Directiva de Gas. Los desarrollos reglamentarios posteriores necesarios para implementar estas propuestas deberían comprender varias Circulares de la CNMC, completando algunas de las ya existentes, que incluyan los aspectos esenciales, para dejar, sin embargo, la procedimentación de otro tipo de aspectos logísticos al GTS y a los operadores de las plantas.

En particular, se trataría de definir los mecanismos de acceso, la contratación de capacidad, la gestión de congestiones, el balance, las garantías, la retribución de las infraestructuras, los peajes y los derechos y las obligaciones de los transportistas y del GTS.

Anexo:

Detalle de la asignación de la capacidad de acceso en el modelo agregado de plantas de regasificación de GNL

En este epígrafe se describe en detalle la asignación de capacidad de acceso a las plantas de GNL conforme al nuevo modelo agregado de plantas de regasificación de GNL desarrollado por la CNMC.

Objetivos y principios generales del modelo

Como ya se ha apuntado anteriormente, el modelo de plantas de regasificación propuesto se ha elaborado considerando los siguientes objetivos:

1. Adaptar los productos y servicios que prestan las plantas de regasificación de GNL reguladas a las necesidades del mercado. El mercado necesita disponer en las plantas de regasificación de servicios y productos de capacidad prácticos, económicos y eficientes, que permitan cubrir las necesidades logísticas de los comercializadores, presenten flexibilidad en su uso, se ajusten a la operativa real de los diferentes usuarios y fomenten la liquidez de GNL.
2. Hacer efectivo el uso de los productos y servicios de capacidad no agregados
3. Conseguir un nuevo marco de contratación y utilización de las plantas de regasificación que sea:
 - Transparente, objetivo y no discriminatorio.
 - Simple y eficiente, que mantenga un equilibrio entre la flexibilidad para el usuario y la complejidad de la gestión en la operación de las instalaciones.
 - Similar al de otros mercados europeos, que incremente la competitividad de las plantas españolas y atraiga a otros usuarios ya presentes en otras plantas europeas.
 - Alineado con el objetivo de incrementar la competencia en el mercado español, con la finalidad de ofrecer el mejor precio al consumidor:
 - ✓ Que favorezca las descargas de GNL y la liquidez y desarrollo del mercado mayorista.
 - ✓ Que potencie el atractivo de las plantas de GNL españolas para servicios exteriores.
 - ✓ Que consiga una mayor utilización de las infraestructuras, lo que disminuiría los costes a pagar por cada usuario/consumidor.

Productos de capacidad firmes

De manera coherente con lo establecido para el resto de instalaciones gasistas, se considera que el año de gas en las plantas de GNL es el periodo comprendido entre el 1 de octubre de un año natural y el 30 de septiembre del siguiente año.

Dentro del año de gas se comercializarán 4 trimestres, definidos por los meses de octubre, noviembre y diciembre (T1), enero, febrero y marzo (T2), abril, mayo y junio (T3), y, julio, agosto y septiembre (T4). Análogamente, el día de gas es el comprendido de 6 a 6 horas (esto es, el período que abarca desde las 05:00 h UTC de un día hasta las 05:00 h UTC del día siguiente en invierno, y entre las 04:00 h UTC de un día y las 04:00 h UTC del día siguiente en verano).

Teniendo en cuenta estas referencias temporales, los productos en las plantas de regasificación se definen en los siguientes apartados.

Productos localizados y no localizados

El modelo de la CNMC distingue entre dos tipos de productos firmes:

- Productos localizados, donde el usuario decide en qué planta de regasificación concreta tiene lugar el servicio. Son productos localizados la descarga de buques (tanto de productos agregados como no agregados, los cuales se definen más adelante), la carga de buques, la carga de cisternas, el transvase de buque a buque, la puesta en frío y el bunkering.
- Productos no localizados, donde es el GTS quien decide en qué planta de regasificación concreta tiene lugar el servicio nominado por el usuario. Son productos no localizados la regasificación y el almacenamiento de GNL en tanque (tanto de productos agregados como no agregados, lo cuales se definen más adelante) y la salida del PVB a tanque de planta de regasificación

De esta forma, el funcionamiento de las plantas de GNL sería similar al de una entidad bancaria: el usuario descargaría GNL en la planta elegida por el mismo, pero su GNL estaría almacenado de forma virtual en el conjunto de las plantas, y así podría realizar operaciones de compraventa e intercambio con cualquier usuario y cargar cisternas, buques, etc. en la planta que deseara, siempre que hubiera capacidad disponible y tuviera GNL almacenado, como cuando se saca dinero de una sucursal bancaria distinta a donde tuvo lugar el ingreso. Esto es, siempre que dispusiera de GNL almacenado, el usuario nominaría la capacidad de regasificación contratada sin preocuparse por qué planta se emite la cantidad nominada a la red de transporte.

Productos agregados y no agregados

A su vez, los productos de capacidad firmes localizados y no localizados se clasificarán en:

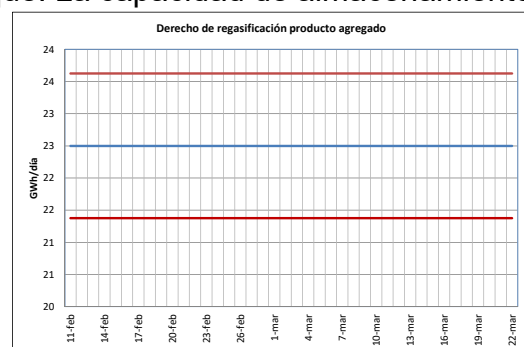
- a) Producto de capacidad agregado.

Este producto dará derecho al uso de la ventana de descarga en la planta de regasificación asignada al usuario, así como a la capacidad de

regasificación y el almacenamiento de GNL correspondiente a la cantidad de GNL descargada, ambos en el conjunto de las plantas de regasificación.

Para optar a la asignación de este producto, los usuarios deberán remitir una solicitud indicando el tipo de producto solicitado, y sobre la descarga de GNL, indicando la planta de regasificación de descarga, la ventana de descarga solicitada y los kWh a descargar. En cuanto a la regasificación, la solicitud especificará el periodo de duración de la regasificación, que podría estar entre 20 y 40 días, y la fecha de inicio del servicio de regasificación, que no podrá ser posterior a dos días de gas a contar desde el día de gas siguiente a la finalización de la descarga del buque. La capacidad de almacenamiento de GNL y de regasificación que corresponden al producto vendrá definida por los valores anteriores.

La capacidad de almacenamiento de GNL que corresponde al producto vendrá definida por los kWh descargados y el número de días.

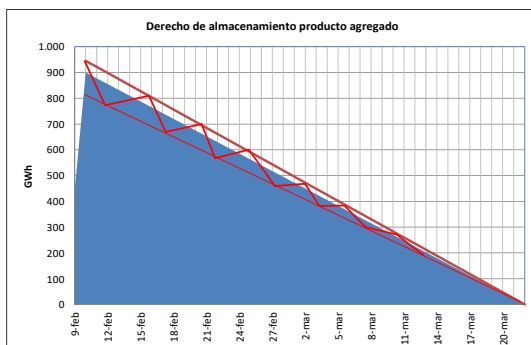


Ejemplo 1: un usuario desea descargar en Barcelona 900 GWh, que comenzarían a regasificarse al día de gas siguiente durante 40 días. La solicitud indicaría:

- Producto: producto agregado de descarga, almacenamiento de GNL y regasificación
- Planta de descarga: Barcelona
- Ventana de descarga: ventana que comienza el 9 de febrero
- Buque compartido: No
- Cantidad a descargar (kWh): 900.000.000
- Duración de la regasificación (días): 40
- Inicio de la regasificación: primer día de gas tras finalizar la descarga.

Este producto presentará cierta flexibilidad diaria en su uso. La capacidad de regasificación nominada podrá estar entre un $\pm 5\%$ de la capacidad asignada, siempre que el usuario disponga de GNL almacenado para ello y que al finalizar el periodo de contratación del producto el GNL almacenado en tanques sea cero. En cualquier caso, los usuarios solo podrán hacer uso de la capacidad de regasificación si disponen de GNL almacenado.

Ejemplo 2: la función de almacenamiento y regasificación que correspondería al caso planteado en el ejemplo 1, incluyendo las flexibilidades permitidas, serían:



El producto agregado se ofertará en los procedimientos anuales, trimestrales y mensuales de capacidad, pudiéndose solicitar para cada uno de los periodos temporales ofertados.

Ejemplo 3: continuando con el ejemplo 1, el usuario podrá solicitar el producto deseado en los siguientes procedimientos:

- Procedimiento anual, pues se oferta capacidad para todo el año de gas.
 - Primer procedimiento trimestral, pues se oferta capacidad para los 4 trimestres del año.
 - Segundo procedimiento trimestral, pues se oferta capacidad para los trimestres T2, T3 y T4.
 - Procedimiento mensual correspondiente al mes en febrero. En este caso es posible porque la fecha de inicio de la ventana de descarga del buque solicitada está en febrero, aunque la capacidad de regasificación ofertada se extiende durante los meses de febrero y marzo.
-

La regasificación y el almacenamiento de GNL en los productos agregados se gestionarán como productos no localizados, esto es, el usuario no elige una planta concreta para regasificar y almacenar su GNL, sino que es el GTS quien, día a día, establece la cantidad de GNL a regasificar en cada una de las plantas, teniendo en cuenta las nominaciones de los usuarios, el GNL almacenado en los tanques y el uso de otros productos. La nominación correspondiente al producto agregado la hará el GTS en nombre del usuario. Las posibles variaciones del $\pm 5\%$ respecto a lo contratado serán nominadas por el usuario.

El modelo desarrollado incluye un único producto agregado, al que, como se explica más adelante, no se asigna prioridad en su contratación con respecto a los productos no agregados. Con ello se persigue estandarizar un producto que es común a otros países, favorecer la liquidez en el intercambio de titularidad de GNL y evitar barreras para nuevos entrantes.

b) Productos de capacidad no agregados.

Con los productos no agregados se introducen flexibilidad en la contratación y gestión logística de los usuarios para promover la optimización de la contratación de capacidad, y con ello, la reducción de los costes asociados, buscando que el uso de las plantas resulte más atractivo. Por eso, se ofertarán los siguientes productos de capacidad no agregados:

- Descarga de buques, como producto localizado, que da derecho al uso de la ventana de descarga en la planta de regasificación seleccionada por el usuario.

El producto no agregado de descarga de buques se ofertará en los procedimientos anuales, trimestrales y mensuales de asignación de capacidad. Además, se publicarán las ventanas que queden sin asignar tras cada uno de los procedimientos, para los agentes interesados en su contratación con posterioridad. Los sujetos que quieran contratar este producto deberán remitir una solicitud indicando la planta y ventana de descarga solicitada y los kWh a descargar.

Ejemplo 4: un usuario desea descargar como producto no agregado 900 GWh en Huelva en el mes de marzo. La solicitud indicaría:

- Producto: producto no agregado de descarga de GNL
- Planta de descarga: Huelva
- Ventana de descarga: ventana que comienza el 23 de marzo
- Buque compartido: No
- Cantidad a descargar (kWh): 900.000.000

Un mismo buque con ventana asignada podrá descargar en dicha ventana GNL destinado a productos agregados y GNL destinado a productos no agregados. Asimismo, podrá ser compartido por varios usuarios. Para ello, el usuario adjudicatario de la ventana de descarga deberá indicar, en porcentaje, qué parte de los kWh a descargar corresponde a cada usuario, y para cada usuario, el porcentaje que corresponde a productos agregados y el que corresponde a productos no agregados.

Ejemplo 5: un usuario (usuario 1) desea contratar la ventana de descarga para un buque de 900 GWh, que es compartido con otro usuario (usuario 2). Además, la carga de cada usuario está destinada tanto a producto agregado como a producto no agregado de almacenamiento de GNL. En su solicitud, deberá indicar la siguiente información:

- Producto 1: producto agregado de descarga, almacenamiento de GNL y regasificación
- Producto 2: producto no agregado de almacenamiento de GNL
- Planta de descarga: Barcelona
- Ventana de descarga: ventana que comienza el 9 de febrero

- Buque compartido: Si
- Cantidad a descargar (kWh): 900.000.000
 - Propiedad de usuario 1: 22%
 - a) Para producto 1: 60%
 - Duración de la regasificación (días): 20
 - Inicio de la regasificación: primer día de gas tras finalizar la descarga.
 - b) Para producto 2: 40%
 - Propiedad de usuario 2: 78%
 - a) Para producto 1: 43%
 - Duración de la regasificación (días): 30
 - Inicio de la regasificación: segundo día de gas tras finalizar la descarga.
 - b) Para producto 2: 57%

-
- Regasificación, como producto no localizado que da derecho al uso de la regasificación en el conjunto de las plantas; el usuario no contrata capacidad de regasificación en una planta concreta, es el GTS quien, día a día, establece la cantidad de GNL a regasificar en cada una de las plantas, teniendo en cuenta las nominaciones de los usuarios, el GNL almacenado en los tanques y el uso de otros productos.

La regasificación se ofertará en los procedimientos anuales, trimestrales, mensuales, diarios e intradiarios de asignación de capacidad. Los agentes que deseen contratar regasificación deberán indicar en sus solicitudes los kWh/día que deseen contratar, para el periodo en el que se oferta el producto (para el total del año en el procedimiento de asignación anual, para el trimestre en el procedimiento de asignación trimestral, para el mes en el procedimiento de asignación mensual, para el día en el procedimiento de asignación diario). En el caso del producto intradiario, se indicará los kWh a regasificar en el total de horas en que sea efectivo el producto. Los productos intradiarios serán efectivos desde el comienzo de la cuarta hora posterior al procedimiento de asignación hasta el final del día de gas.

Los usuarios solo podrán hacer uso de la capacidad de regasificación contratada si disponen de GNL almacenado en los tanques de regasificación.

Ejemplo 6: un usuario desea participar en el proceso anual de asignación de capacidad de regasificación donde se ofertan las capacidades correspondientes al año de gas. El usuario desea contratar 500 kWh/día de regasificación durante todos los días del año de gas. En su solicitud deberá indicar el producto (regasificación) y la cantidad (500 kWh/día). En este proceso no se podrá contratar capacidad para un periodo distinto que no sea el año de gas.

Ejemplo 7: un usuario desea participar en el proceso trimestral de asignación de capacidad de regasificación donde se ofertan las capacidades correspondientes a los trimestres T3 y T4 del año de gas. El usuario desea contratar 300 kWh/día de regasificación durante todos

los días que componen el trimestre T4. En su solicitud deberá indicar el producto (regasificación), la cantidad (300 kWh/día) y el trimestre (T4). En este proceso no se podrá contratar capacidad para un periodo distinto que no sean los trimestres T3 y T4.

Ejemplo 8: un usuario desea contratar capacidad de regasificación en el proceso intradiario de asignación realizado a las 08:00 h, que asigna la capacidad disponible desde las 12:00 h hasta el final del día de gas, es decir, durante 18 horas. El usuario desea regasificar 180 kWh en ese día, y en su solicitud indicará el producto (regasificación) y la cantidad (180 kWh). Esto dará lugar a un flujo horario correspondiente al usuario de 10 kWh/h (180 kWh/18 h).

- Almacenamiento de GNL en tanques, como producto no localizado, que da derecho al uso de capacidad de almacenamiento en el conjunto de los tanques de las plantas; el usuario no contrata capacidad de almacenamiento en una planta concreta, es el GTS quien, día a día, gestiona la cantidad de GNL almacenado en cada una de las plantas, en función de las necesidades de las mismas. El precio de la capacidad de almacenamiento no tiene por qué estar sometido a los multiplicadores existentes actualmente en la red de transporte.

El almacenamiento de GNL se ofertará en los procedimientos anuales, trimestrales, mensuales, diarios e intradiarios. Los interesados en contratar estos productos deberán remitir en su solicitud de capacidad los kWh que deseen contratar, para el periodo en el que se oferta el producto (para el total del año en el procedimiento de asignación anual, para el trimestre en el procedimiento de asignación trimestral, para el mes en el procedimiento de asignación mensual, para el día en el procedimiento de asignación diario y para el total de horas en que sea efectivo el producto en el procedimiento intradiario). Como ya se ha indicado, los productos intradiarios serán efectivos desde el comienzo de la cuarta hora posterior al procedimiento de asignación hasta el final del día de gas.

Con carácter general, los usuarios solo podrán almacenar GNL si disponen de capacidad de almacenamiento contratada. En caso de que un usuario con GNL en tanques se quedara sin contrato de almacenamiento, se le generaría automáticamente un contrato desincentivador, más caro, tal como se propone en los epígrafes siguientes.

Ejemplo 9: un usuario desea contratar 12.000.000 kWh capacidad de almacenamiento de GNL en el procedimiento mensual correspondiente al mes de septiembre. En la solicitud que remita indicará el producto (almacenamiento de GNL) y la cantidad (12.000.000 kWh). Si es adjudicatario de la capacidad solicitada, durante todos los días del mes de septiembre podrá tener almacenado en las plantas de regasificación hasta un máximo de 12.000.000 kWh de GNL.

- Carga de cisternas, como producto localizado que da derecho a la carga de camiones cisterna de GNL en la planta seleccionada por el usuario.

El producto de carga de cisternas se ofertará en los procedimientos de anuales, trimestrales, mensuales, diarios e intradiarios. Los interesados en contratar estos productos deberán remitir en su solicitud de capacidad el número de cisternas y los kWh a cargar, para el periodo en el que se oferta el producto. Cuando el periodo sea anual, trimestral o mensual, indicará el valor del número de cisternas y kWh a cargar en el mes.

Los usuarios solo podrán hacer uso de la capacidad de carga de cisternas contratada si disponen de GNL almacenado en tanques. El almacenamiento de GNL, como ya se ha indicado, es un producto no localizado, y por tanto el usuario podrá contratar capacidad de carga de cisternas en cualquiera de las plantas de regasificación del sistema gasista, sujeto a la disponibilidad de GNL en la planta.

La gestión propuesta para la carga de cisternas, permite al usuario cargar las cisternas en la planta de GNL que desee, sin tener que ser en la misma planta en la que descargó su buque, siempre que disponga de GNL almacenado en el sistema (y además haya GNL almacenado en la planta en la que quiere cargar las cisternas). Así, se proporciona liquidez al mercado, facilitando las transacciones entre usuarios, y se optimiza la logística de la carga de cisternas.

Ejemplo 10: en el procedimiento de asignación anual, un usuario desea contratar la carga de 120 camiones cisternas a lo largo del año, lo que supone un total de 360 GWh, a razón de 10 cisternas (3 GWh/cisterna) al mes. En su solicitud de capacidad indicará:

- Producto: carga de cisternas
- Planta de carga: Bilbao
- Nº de cisternas (cisternas/mes): 10
- Cantidad a cargar (kWh/mes): 30.000.000

-
- Carga de GNL a buque, transvase de buque a buque, puesta en frío de buques y bunkering, como productos localizados que dan derecho a realizar el servicio contratado en la planta seleccionada por el usuario.

Estos productos se ofertarán en los procedimientos anuales, trimestrales y mensuales. Además, las ventanas para carga de buques, trasvase de buque a buque y puesta en frío de buques del año de gas que quedaran sin asignar tras el procedimiento mensual de asignación de capacidad, al igual que las ventanas de descarga, se publicarán y ofertarán al mercado posteriormente, por si hubiera sujetos interesados en las mismas con posterioridad a estos procesos. Los productos de bunkering también se ofertarán en los procedimientos diarios de asignación de capacidad.

Los agentes que deseen participar en la asignación de estos productos indicarán en su solicitud la planta de regasificación, la ventana y los kWh requeridos.

En los productos que lo requieran, los usuarios solo podrán hacer uso de la capacidad contratada si disponen de GNL almacenado en el sistema. El almacenamiento de GNL es un producto no localizado y el usuario podrá contratar estos productos en cualquiera de las plantas de regasificación del sistema gasista conforme a la oferta que realice el GTS, para la que tendrá en cuenta la disponibilidad de GNL en cada planta (como en el caso de la carga de cisternas, el servicio de estos en la planta seleccionada por el usuario estará sujeto a la disponibilidad de GNL en dicha planta).

Ejemplo 11: un usuario desea contratar la ventana disponible que comienza el 8 de octubre a las 11:00 h en la planta de Sagunto para bunkering de 0,3 GWh. En su solicitud, deberá indicar la siguiente información:

- Producto: bunkering
- Planta: Sagunto
- Ventana: ventana que comienza el 8 de octubre a las 11:00 h
- Cantidad (kWh): 300.000

-
- Salida del PVB a tanque de planta de regasificación, como producto no localizado, que da derecho al uso de la capacidad en el conjunto de las plantas; al igual que en el resto de productos no localizados, el usuario no contrata capacidad de salida a una planta concreta, sino que es el GTS quien gestiona este producto, en función del GNL almacenado en cada planta y las necesidades de operación de cada una de ellas.

La salida del PVB a planta se ofertará en los procedimientos anuales, trimestrales, mensuales, diarios e intradiarios, siempre que exista regasificación en contraflujo para poder ofertar este producto. Al igual que en el caso del producto no agregado de regasificación, los interesados en contratar salida del PVB a planta deberán remitir en su solicitud de capacidad los kWh/día que deseen contratar, para el periodo en el que se oferta el producto (para el total del año en el procedimiento de asignación anual, para el trimestre en el procedimiento de asignación trimestral, para el mes en el procedimiento de asignación mensual y para el día en el procedimiento de asignación diario). Para el producto intradiario se indicarán los kWh en el total de horas en que sea efectivo el producto.

Ejemplo 12: un usuario desea contratar capacidad diaria de salida del PVB a planta de regasificación por valor de 50.000 kWh. En su solicitud, enviada en el proceso diario de

asignación para el día de gas siguiente, deberá indicar el producto (salida de PVB a planta de regasificación) y la cantidad (50.000 kWh/día).

Ejemplo 13: un usuario desea contratar capacidad intradiaria de salida del PVB a planta de regasificación por valor de 150.000 kWh en el proceso intradiario de asignación que se realiza a las 12:00 h, cuando se asigna la capacidad disponible desde las 16:00 h hasta el final del día de gas. En su solicitud, el usuario deberá indicar el producto (salida de PVB a planta de regasificación) y la cantidad (150.000 kWh). Esto dará lugar a un flujo horario correspondiente al usuario de 10.714,29 kWh/h (150.000 kWh/14 h).

El GTS calculará la capacidad de este producto a ofertar teniendo en cuenta los compromisos adquiridos por los usuarios mediante productos agregados firmes, el nivel de almacenamiento de GNL en los tanques, el mínimo de regasificación requerido en las plantas de regasificación para su correcto funcionamiento y de cualquier restricción que pudiere producirse en el sistema.

La posibilidad de ofertar este producto como capacidad firme proviene de los compromisos adquiridos por los usuarios a través de los productos agregados, que garantizan unos valores de regasificación con carácter firme en las plantas.

Con carácter general, para poder adquirir capacidad de salida de PVB a planta, es necesario que los usuarios dispongan de capacidad de almacenamiento contratada y no usada.

Reserva de capacidad para productos de corta duración

En consonancia con lo dispuesto para las conexiones internacionales, se propone reservar al menos un 10% de la capacidad técnica total de regasificación y almacenamiento de GNL del conjunto de las plantas de regasificación de GNL para su oferta como productos trimestrales, tanto para productos agregados, como productos desagregados. Al ser productos no localizados, este 10% no se localizará por planta, sino en el conjunto de las mismas.

El resto de la capacidad técnica disponible (90% de la capacidad de regasificación, 90% de la capacidad de almacenamiento de GNL, 90% de la capacidad de carga de cisternas) se ofertará en la subasta de productos anuales.

Este porcentaje podrá revisarse y modificarse, para acomodarse a las necesidades del mercado.

Ejemplo 14: cálculo de la capacidad a ofertar a corto plazo.

Capacidad técnica regasificación (kWh/día)	Capacidad técnica almacenamiento GNL (kWh)	
---	---	--

Barcelona	559.000.000	5.206.000.000	
Huelva	392.000.000	4.244.000.000	
Cartagena	392.000.000	4.021.000.000	
Sagunto	290.000.000	4.110.000.000	
Bilbao	228.000.000	3.083.000.000	
Mugardos	126.000.000	2.055.000.000	
TOTAL	1.987.000.000	22.719.000.000	
A reservar para productos trimestrales	198.700.000	2.271.900.000	
A ofertar en procedimiento anual de asignación	1.788.300.000	20.447.100.000	

Productos de capacidad interrumpibles

El modelo plantea un único producto con carácter interrumpible, la capacidad de salida de PVB a tanque de planta de regasificación, que se podrá ofrecer como producto interrumpible diario e intradiario.

El GTS calculará la capacidad a ofertar para estos productos en función de las cantidades nominadas para regasificación y para los productos firmes de salida del PVB a tanque de planta de regasificación, así como del nivel mínimo técnico de regasificación requerido en las plantas para su correcto funcionamiento.

Para contratar capacidad interrumpible de salida de PVB a planta, los usuarios indicarán en sus solicitudes el tipo de producto y los kWh requeridos, para el total del día, si se trata del producto diario, y para las horas en las que el producto sea efectivo en el caso del producto intradiario.

Ejemplo 15: un usuario desea contratar capacidad interrumpible diaria de salida del PVB a planta de regasificación por valor de 3.000 kWh. En su solicitud, enviada en el proceso diario de asignación para el día de gas siguiente, deberá indicar el producto y la cantidad (3.000 kWh). Esto dará lugar a un flujo horario correspondiente al usuario de 125 kWh/h (3.000 kWh/24 h).

Ejemplo 16: un usuario desea contratar capacidad intradiaria de salida del PVB a planta de regasificación por valor de 1.500 kWh en el proceso intradiario de asignación que se realiza a las 18:00 h, cuando se asigna la capacidad disponible desde las 22:00 h hasta el final del día de gas. En su solicitud, el usuario deberá indicar el producto y la cantidad (1.500 kWh). Esto dará lugar a un flujo horario correspondiente al usuario de 187,5 kWh/h (1.500 kWh/8 h).

Con el fin de que los usuarios conozcan las condiciones en que se ofertan estos productos, el GTS deberá desarrollar, previa consulta pública, y hacer público con antelación las circunstancias y criterios que aplicarán para interrumpir la capacidad asignada, así como el proceso a seguir para interrumpir la capacidad; en concreto, se prestará especial atención al mecanismo de reparto a aplicar cuando no sea necesaria la interrupción de toda la capacidad interrumpible, que deberá aplicarse de forma transparente y no discriminatoria.

Mecanismo de asignación

La asignación de capacidad disponible en las plantas de regasificación y todos los procesos relacionados se realizarán, como en el resto de infraestructuras, en la plataforma telemática única de solicitud y contratación de capacidad del GTS, a la cual se puede acceder a través del SL-ATR¹⁹.

Para todos los procedimientos y productos, el GTS publicará información agregada de los resultados de la asignación de capacidad, como las capacidades asignadas y el precio de asignación.

En todos los procedimientos de asignación, el GTS será el responsable de garantizar el carácter confidencial de la información sensible a efectos comerciales.

Procedimientos de asignación de la capacidad firme

El modelo contempla el mismo mecanismo de asignación para todos los productos (localizados y no localizados, agregados y no agregados), basado en un periodo inicial de recepción de solicitudes y el desarrollo de una subasta cuando la capacidad demandada supera la capacidad ofertada.

Para cada año de gas, a efectos de transparencia, será necesario definir las posibles ventanas de descarga de buques teóricas en cada una de las plantas de regasificación correspondiente a cada tipología de buque. El GTS, en colaboración con los titulares de las plantas de regasificación, elaborará el calendario con las ventanas de descarga disponibles desde octubre de ese año hasta septiembre del año siguiente (año de gas) y lo publicará con suficiente antelación.

A continuación, el GTS abrirá, en la plataforma telemática, un periodo de recepción de solicitudes, durante el cual los usuarios podrán expresar su intención de traer buques de GNL a las plantas de regasificación españolas. Este periodo durará 24 h y se abrirá un mes antes del comienzo del procedimiento anual de asignación, es decir, en junio de cada año. Los requerimientos de descarga señalados por los usuarios no tendrían necesariamente que coincidir con las ventanas de descarga de buques teóricas publicadas. El GTS, en colaboración con los titulares de las plantas, hará sus mejores esfuerzos por

¹⁹ Sistema Logístico de Acceso de Terceros a las instalaciones del sistema gasista.

acomodar a los requerimientos de los usuarios la oferta de ventanas de descarga de buques en los procedimientos de asignación.

A las vista de las solicitudes de los agentes, podría ocurrir, que en alguna planta determinada los usuarios no traigan gas suficiente y den lugar a restricciones en la red de transporte, esto es, que la red de transporte sea insuficiente para aportar el gas demandado desde otros puntos de entrada sin emplear la planta de regasificación afectada²⁰. En este caso, el GTS ha de realizar su mejor estimación de las necesidades mínimas de descarga de buques en la planta para el correcto funcionamiento de la red de transporte, e incluir en el calendario las ventanas de descarga necesarias, para su oferta al mercado.

Los procedimientos de asignación de capacidad en las plantas de GNL comenzarán preferentemente en las mismas fechas que los procedimientos de asignación de capacidad en los gasoductos de conexión internacional. No obstante, dado que de haber solicitudes coincidentes o exceso de demanda los procedimientos de asignación pueden alargarse, se dispone la obligación del GTS de elaborar y publicar con suficiente antelación un calendario detallado de desarrollo de los procedimientos anuales, trimestrales y mensuales, que podrá revisarse anualmente.

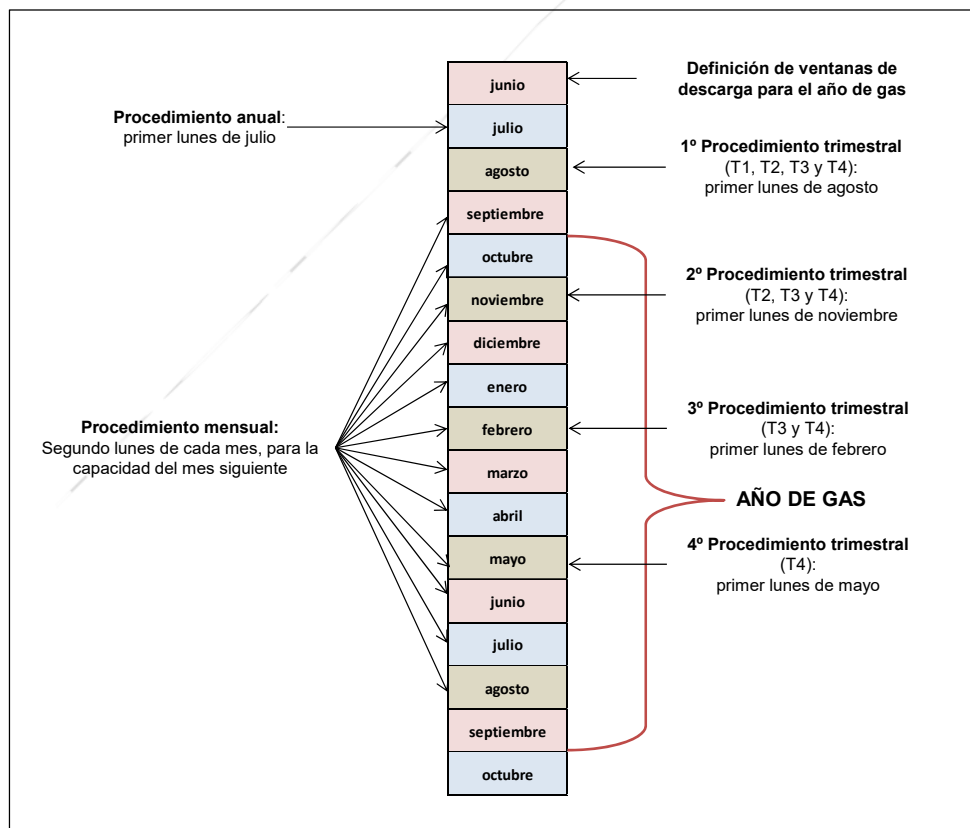


Figura 1: calendario para el inicio de los procesos anuales, trimestrales y mensuales de asignación de capacidad en las plantas de regasificación para el año de gas.

²⁰ No se considera restricción de red de transporte el caso de que, por insuficiencia de gas en una planta de regasificación, ésta haya de parar, y este hecho no provoque problema alguno de cobertura de demanda.

Los **procedimientos anuales, trimestrales y mensuales** de asignación de capacidad se desarrollarán de la misma forma. En primer lugar, el GTS publicará la capacidad ofertada de todos los productos con suficiente antelación en la plataforma telemática de asignación y en su página web: un mes en el caso del procedimiento anual, dos semanas para los procedimientos trimestrales y una semana para los procedimientos mensuales.

Primero se asignarán las ventanas de descarga de buques de productos agregados y no agregados. Para ello, se abrirá un periodo de remisión de solicitudes de 12 h de duración, donde los usuarios interesados enviarán sus peticiones, indicando la información señalada en apartados anteriores, según sea un producto agregado o no agregado. El GTS revisará las solicitudes y asignará a cada usuario la ventana de descarga asignada.

Cuando el GTS asigne las ventanas de descarga de buques conforme a las peticiones de los usuarios pueden darse dos circunstancias:

Primero. Que para una misma ventana en una planta de regasificación se reciba más de una solicitud de descarga.

Segundo. Que la asignación de las ventanas de descarga, conforme a las solicitudes de los usuarios, provoque restricciones en la red de transporte por ausencia de gas en alguna(s) planta(s).

La resolución de ambas restricciones ha de realizarse mediante mecanismos de mercado, conforme a lo descrito a continuación.

Primer caso: para una misma ventana en una planta de regasificación se recibe más de una solicitud de descarga.

Cuando para una misma ventana se recibiera más de una solicitud, el GTS lo comunicará a los solicitantes, por si alguno desea retirar su solicitud o cambiar su solicitud a una ventana en otra planta. Si después de esto siguiera habiendo más de un usuario interesado en la misma ventana de descarga, el GTS organizará entre ellos un procedimiento de subasta de reloj ascendente de múltiples rondas, similar al que se lleva a cabo en la asignación de capacidad en las conexiones internacionales por gasoducto. El precio de salida de la subasta (precio de la primera ronda) será el peaje de descarga de buques en vigor. Para cada ronda, los usuarios indicarán su intención de adquirir la ventana de descarga al precio de la ronda. Siempre que, para una ronda concreta, dos o más usuarios expresen el deseo de adquirir la ventana, se iniciará una nueva en la que precio de la ventana de descarga se elevará un 1% con respecto al precio de la ronda anterior. Este proceso se repetirá hasta que un solo usuario desee adquirir la ventana, siendo el precio de esa ronda el peaje a pagar por el usuario adjudicatario. El porcentaje propuesto de incremento de precio de una ronda a otra (1%) será revisable y modificable.

En la subasta, los usuarios que deseen descargar GNL para productos agregados no tendrán prioridad sobre el resto de usuarios.

La asignación de una ventana de descarga destinada a productos agregados implicará que a continuación se produce la asignación implícita de la capacidad de regasificación requerida y la capacidad de almacenamiento de GNL (aunque éstas sean deslocalizadas) que corresponde al producto.

Segundo caso: la asignación de las ventanas de descarga, conforme a las solicitudes de los usuarios, provoca restricciones en la red de transporte por ausencia de gas en alguna(s) planta(s).

Como ya se ha indicado, este es el caso en el que las peticiones de los usuarios de asignación de ventanas de descarga de buques dan lugar a una ausencia de gas en alguna(s) planta(s) de regasificación que provoca una restricción en la red de transporte de gas.

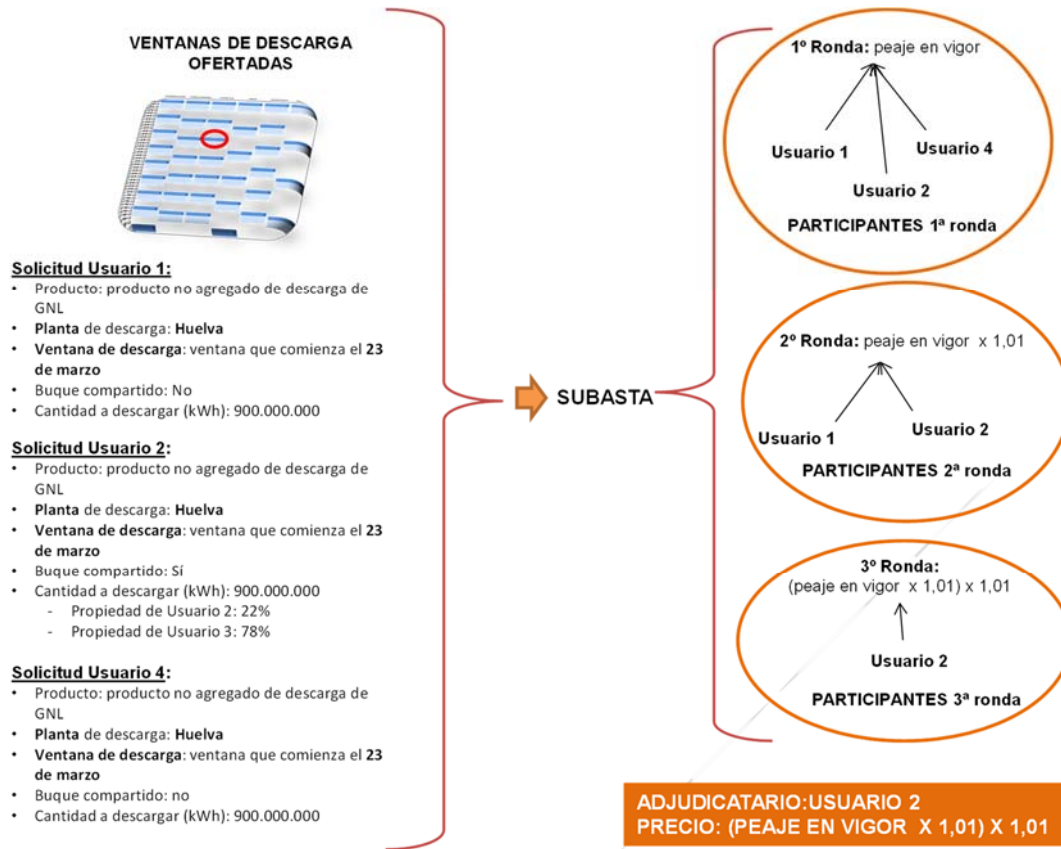
En este caso, en primer lugar, el GTS comunicará a los usuarios la necesidad de que se contraten determinadas ventanas de descarga en una o varias plantas concretas, por si alguno desea realizar una nueva solicitud o cambiar una solicitud ya hecha en otra planta a la ventana de descarga necesaria, siempre que dicho cambio no supusiera a su vez una nueva restricción en la red de transporte.

Si no hubiera ningún interesado en contratar la ventana de descarga necesaria, el GTS convocará un procedimiento de subasta que determinará el precio a abonar por el GTS a los usuarios por contratar la ventana. La subasta se resolverá mediante un mecanismo de reloj ascendente de múltiples rondas, que asigne la ventana de descarga de buques requerida al menor precio posible ofertado por los usuarios. El precio de salida, así como el incremento de precio de una ronda a otra, será revisable y modificable.

Asimismo, el GTS podrá declarar desierta la subasta en caso de que no haya suficiente oferta o presión competitiva. En ese caso, para asegurar el correcto funcionamiento de la red de transporte, el GTS podrá declarar SOE y mover buques hasta cubrir las necesidades de la planta afectada.

El usuario que resulte adjudicatario de la ventana de descarga cobrará del GTS el precio resultante de la subasta. El coste resultante de la subasta será neutro para el GTS, y será repartido entre los usuarios del sistema de transporte de manera proporcional a sus cuotas de mercado. El usuario adjudicatario deberá abonar los peajes conforme a lo establecido al respecto en la normativa vigente.

Ejemplo 17: procedimiento anual de asignación de ventanas de descarga de buques.



Una vez resueltas las posibles congestiones (primer caso) o restricciones de red (segundo caso) se procederá como sigue a continuación.

Una vez asignadas las ventanas de descarga de buques, se asignarán los productos localizados no agregados de carga de buques, transvase de buque a buque, puesta en frío de buques y bunkering. El mecanismo será similar: se abrirá un periodo de recepción de solicitudes, donde los usuarios remitirán la información correspondiente a cada producto y se asignarán de forma directa, siempre que no haya más de una solicitud que compita para el mismo periodo. Cuando esto ocurra, la asignación se resolverá también mediante una subasta igual a la ya descrita en el primer caso.

Por último, se asignarán los productos no localizados no agregados de capacidad de regasificación, almacenamiento de GNL y salida de PVB a tanque, y los productos localizados no agregados de carga de cisternas, con el mismo mecanismo de asignación que en los casos anteriores, recurriendo a la subasta cuando la demanda de capacidad de los usuarios sea superior a la capacidad ofertada, hasta que la primera sea igual o inferior a la capacidad ofertada.

En el caso concreto de la asignación de los productos localizados (descarga/carga de buques, transvase entre buques, puesta en frío de buques, bunkering y carga de cisternas), cuando sea necesario llevar a cabo una subasta en una planta de regasificación concreta por exceso de demanda frente a la oferta, con antelación al desarrollo de la subasta, el GTS comunicará a los

usuarios las capacidades aún disponibles en otras plantas. Los usuarios podrán modificar la planta en la que requieren el producto y evitar así la subasta, junto con la subida de precio del peaje a abonar que ello conlleva, simplificando el mecanismo de asignación de capacidad.

La capacidad de cada tipo de producto que no se asigne en el procedimiento anual, se ofertará en el procedimiento trimestral siguiente, y después en los procedimientos mensuales a desarrollar a continuación.

Una vez finalizado cada procedimiento de asignación, y a más tardar al día laborable siguiente del procedimiento, el GTS comunicará a los usuarios adjudicatarios la capacidad asignada.

Así, en primer lugar se comunicará a los usuarios las ventanas de descarga de buques asignadas (ya se habrá asignado automáticamente al slot de descarga de producto agregado la capacidad de almacenamiento y regasificación asociada); una vez comunicadas, se iniciará la asignación de las ventanas de carga, transvase entre buques, puesta en frío y bunkering; por último, ya comunicada la asignación de los productos anteriores, se asignará la capacidad de regasificación, almacenamiento de GNL y carga de cisternas no agregados, cuyos resultados se indicarán a los usuarios a más tardar al día laboral siguiente al cierre de la asignación.

Los **procedimientos diarios e intradiarios** de asignación de capacidad en las plantas de regasificación también comenzarán con la publicación de la capacidad disponible.

Se realizará un único procedimiento de asignación diario, en el que se ofertará la capacidad disponible para el día de gas siguiente. El procedimiento de asignación, como en la asignación de la capacidad en las conexiones internacionales por gasoducto, se iniciará a las 16:30 h, y con una antelación mínima de una hora, esto es, a más tardar a las 15:30 h, el GTS deberá haber publicado la capacidad de los productos ofertados. Los productos diarios a ofertar serán los productos no agregados de regasificación, almacenamiento de GNL, carga de cisternas, bunkering y salida de PVB a tanques. El procedimiento de asignación no acabará más tarde de las 17:00 h.

La asignación, al igual que en los procedimientos anuales, trimestrales y mensuales, comenzará con un periodo de recepción de solicitudes a remitir por los usuarios. Para cada producto, con carácter adicional a la información señalada en apartados anteriores, el usuario añadirá a su solicitud el precio dispuesto a pagar por el producto, que no podrá ser inferior al peaje en vigor. Si las cantidades solicitadas excediesen la oferta, el GTS ordenará las solicitudes por precio, y comenzará a asignar la capacidad solicitada a las solicitudes con mayor precio, hasta agotar la capacidad disponible. En el caso de que varias de las ofertas tuvieran el mismo precio y superasen la capacidad disponible, se asignará la capacidad disponible proporcionalmente a la capacidad solicitada. Los resultados de la asignación se comunicarán a los usuarios tan pronto como

sea posible, y no más tarde de treinta minutos después del cierre del procedimiento.

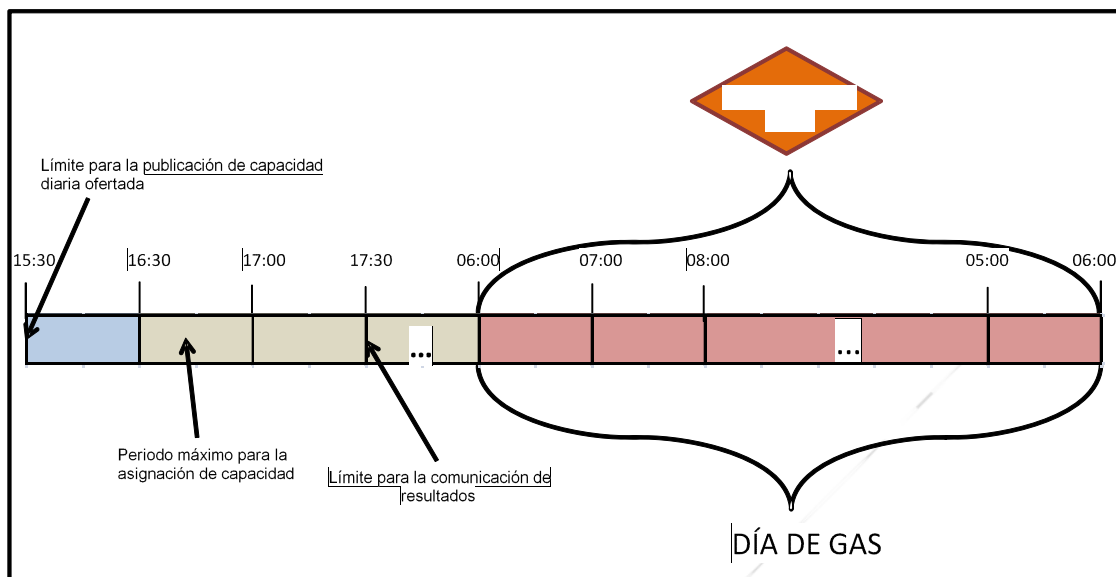


Figura 2: calendario propuesto para procesos diarios de asignación de capacidad en las plantas de regasificación.

En cuanto a los procedimientos intradiarios de asignación, habrá un total de 24 para un mismo día de gas. Los productos a ofertar en los procesos intradiarios, como ya se ha indicado, son productos no agregados de regasificación, almacenamiento de GNL y salida de PVB a tanque de planta de regasificación. Con antelación suficiente, el GTS deberá publicar la capacidad ofertada para cada producto en cada uno de los procedimientos.

La capacidad no asignada en el procedimiento diario se ofertará otra vez en el primer procedimiento intradiario de asignación de capacidad. El primer procedimiento comenzará el día anterior al día de gas, una hora después del cierre del procedimiento diario, esto es, a las 18:00 h. En este procedimiento intradiario se volverá a ofertar toda la capacidad que quede disponible para el día de gas completo.

Después, horariamente, a partir de tres horas antes al comienzo del día de gas (03:00 del día anterior al día de gas) y hasta cinco horas antes a que finalice el día de gas (01:00 del día de gas), se ofertará y asignará la capacidad correspondiente al día de gas que quede disponible desde el comienzo de la cuarta hora posterior al cierre del procedimiento.

Así, por ejemplo, a las 03:00 h de la madrugada del día anterior al día de gas se asignará la capacidad de cada producto que quede disponible para usar a partir de la segunda hora del día de gas, esto es, desde las 07:00 h, a las 04:00 h del día anterior al día de gas se asignará la capacidad disponible para usar a partir de las 08:00 h del día de gas, y así sucesivamente, hasta las 01:00 h del día de

gas, en la cual se asignará la capacidad disponible para la última hora del día de gas, desde las 05:00 h hasta las 06:00 h. Este mecanismo queda ilustrado en la siguiente figura.

Los procedimientos intradiarios de asignación de capacidad se desarrollarán de la misma forma que los procedimientos diarios. La capacidad que no se asigne en un procedimiento se ofertará en el siguiente.

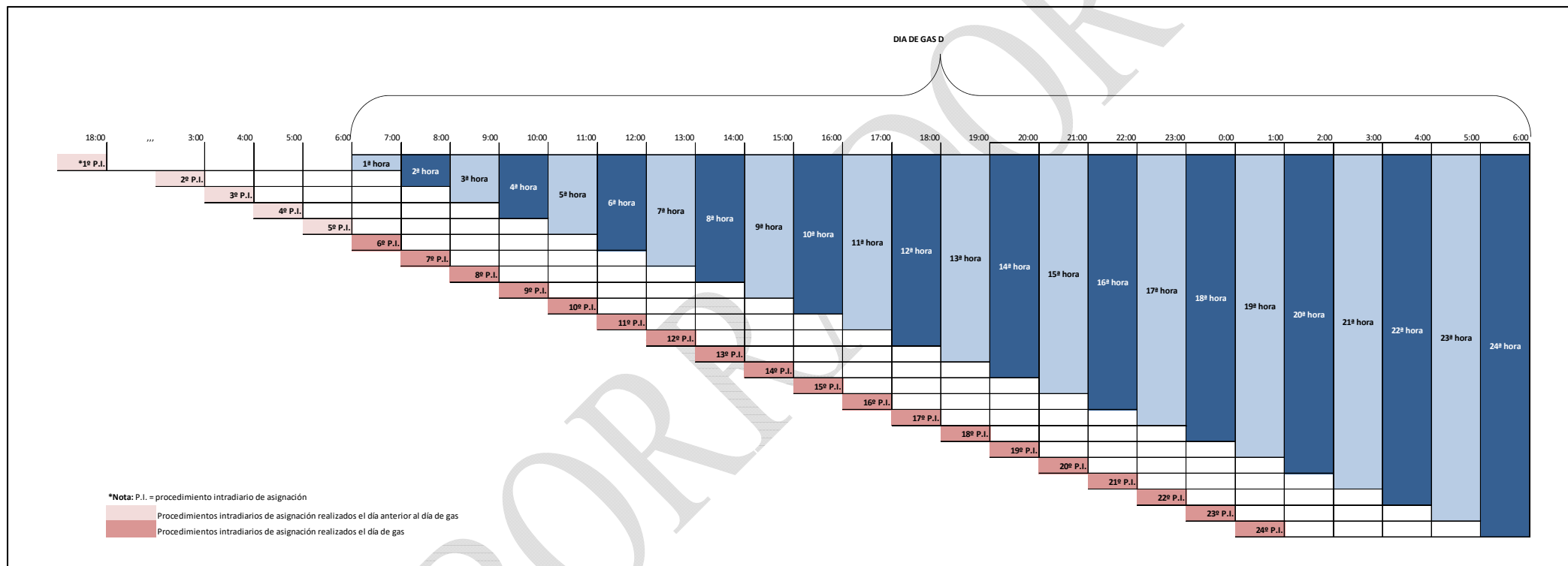


Figura 3: calendario para procesos intradiarios de asignación de capacidad en las plantas de regasificación.

Procedimientos de asignación de la capacidad interrumpible

Como se ha explicado anteriormente, el modelo solo contempla como producto interrumpible en las plantas de regasificación capacidad de salida de PVB a tanques, que se ofertará en procedimientos diarios e intradiarios.

El procedimiento diario de asignación de capacidad interrumpible se iniciará una vez cerrado el procedimiento diario de capacidad firme, y se resolverá antes del comienzo del primer procedimiento intradiario de capacidad firme.

Igual que en la capacidad firme, habrá 24 procedimientos intradiarios para asignar la capacidad interrumpible, que se realizarán tras la asignación de productos de capacidad firme de igual duración y antes del comienzo del siguiente procedimiento de asignación firme de menor duración.

La resolución de los procedimientos será igual a la de los de capacidad firme: los usuarios indicarán en sus solicitudes la capacidad solicitada y el precio a abonar por ella, que no podrá ser inferior al peaje correspondiente, y el GTS asignará la capacidad disponible comenzando por las de mayor precio, hasta agotar la capacidad disponible. Si hubiera más capacidad solicitada que la que reste disponible para un mismo precio, se asignará a los usuarios la capacidad disponible proporcionalmente a la solicitada.

Puesto que la capacidad interrumpible ofertada de salida de PVB a tanque depende de las nominaciones de regasificación de los usuarios, y como éstos pueden renombrar durante el día de gas, a lo largo de éste el GTS deberá recalcular la capacidad que se puede ofertar del producto interrumpible de salida de PVB a tanque. En cada procedimiento intradiario se ofertará el máximo de la capacidad disponible.