

**MEMORIA JUSTIFICATIVA DE
LA PROPUESTA DE
RESOLUCIÓN DE LA CNMC
POR LA QUE SE ESTABLECEN
LOS PROCEDIMIENTOS
DETALLADOS DE
DESARROLLO DE LOS
MECANISMOS DE GESTIÓN DE
CONGESTIONES Y
ANTIACAPARAMIENTO DE
CAPACIDAD EN EL SISTEMA
DE GAS NATURAL**

REF. RDC/DE/006/21

TABLA DE CONTENIDO

1. OBJETO	4
2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE	4
3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA RESOLUCIÓN	5
4. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN	6
4.1. Aspectos más relevantes de las alegaciones	7
4.2. Consideraciones sobre las alegaciones recibidas	7
5. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO	7
5.1. Procedimientos de gestión de congestiones y antiacaparamiento de capacidad	7
5.1.1. Objeto y ámbito de aplicación.....	7
5.1.2. Mecanismo de uso o pérdida de capacidad para productos de plazo superior al diario	8
5.1.3. Mecanismo de uso o pérdida de capacidad a nivel diario.....	13
5.1.4. Medidas de antiacaparamiento de capacidad para los servicios que conllevan slots.....	16
5.1.5. Mecanismo de sobreventa y recompra de capacidad	17
5.1.6. Tratamiento de los productos de capacidad reasignados mediante la aplicación del mecanismo de renuncia o vendidos/subarrendados en el mercado secundario de capacidad.....	18
5.2. Modificación de la Resolución de 3 de abril de 2020 de la CNMC	20
5.3. Modificación de la Resolución de 1 de julio de 2020 de la CNMC	22
6. CONCLUSIONES	24

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Servicios a los que afecta cada procedimiento de gestión de congestiones.	8
Tabla 2. Ejemplo de cálculo del recargo aplicable al mecanismo de uso o pérdida de capacidad a nivel diario para el servicio de carga de cisternas.	14
Tabla 3. Ejemplo de aplicación del precio de retirada de las subastas de slots.	21

ÍNDICE DE IMÁGENES

Imagen 1. Ejemplo de cálculo del nivel de contratación para un servicio determinado.	9
Imagen 2. Porcentaje de capacidad utilizada vs capacidad contratada por planta de regasificación (ene-19 a oct-20).....	10
Imagen 3. Ejemplo de liberación de la capacidad de un servicio contratado por un usuario, con un nivel de utilización del 60% en el año de gas n.	11
Imagen 4. Ejemplo de cálculo del nivel de utilización de la capacidad de un servicio contratada por un usuario.....	12

1. OBJETO

El objeto de la presente memoria justificativa consiste en detallar y explicar el contenido de la propuesta de Resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (en adelante, CNMC) por la que se establecen los procedimientos detallados de desarrollo de los mecanismos de gestión de congestiones y antiacaparamiento de capacidad en el sistema gasista. Dichos mecanismos se determinan en la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural.

Esta resolución también modifica la Resolución de 3 de abril de 2020, de la CNMC, por la que se establece el procedimiento detallado de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en el sistema gasista, al objeto de maximizar la capacidad asignada a los usuarios, así como la Resolución de 1 de julio de 2020, de la CNMC, por la que se aprueba la metodología de cálculo de tarifas de desbalance diario y el procedimiento de liquidación de desbalances de los usuarios y de acciones de balance y gestión de desbalances del gestor técnico del sistema (en adelante, GTS), con el fin de incentivar adecuadamente que sean los propios usuarios del tanque virtual de balance (en adelante, TVB) los que gestionen sus desbalances en el mismo.

2. ANTECEDENTES Y NORMATIVA APLICABLE

En fecha 11 de enero de 2019, se aprobó el Real Decreto-ley 1/2019, de medidas urgentes para adecuar las competencias de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural. Este Real Decreto-ley modifica el artículo 7.1 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, asignando a esta Comisión la función de establecer, mediante circular, las metodologías utilizadas para calcular las condiciones para la conexión y el acceso a las redes de gas natural.

En fecha 12 de diciembre de 2019, el Pleno del Consejo de la CNMC acordó emitir la Circular 8/2019, de 12 de diciembre, citada, por la que se establece la metodología y condiciones de acceso y asignación de capacidad en el sistema de gas natural (en adelante, Circular 8/2019). En desarrollo de esta circular, la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC, aprobó la Resolución de 3 de abril de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que

se establece el procedimiento detallado de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en el sistema gasista.

La Circular 8/2019 homogeneiza el modelo de acceso de terceros para todas las infraestructuras del sistema gasista, así como los procedimientos de asignación y contratación de capacidad en las mismas, estableciendo en el Capítulo VI los principios generales para la determinación de los mecanismos de gestión de congestiones y antiacaparamiento de capacidad. Este capítulo incluye también la descripción del mecanismo de renuncia de capacidad, previendo, según se indicaba en su memoria, el desarrollo futuro de otros mecanismos de gestión de congestiones y antiacaparamiento de capacidad.

Esta circular fue modificada en fecha 15 de diciembre de 2021, cuando el Pleno del Consejo de la CNMC acordó emitir la Circular 9/2021, por la que se modifica la Circular 8/2019 (en adelante, Circular 9/2021). La Circular 9/2021 introduce los mecanismos de gestión de congestiones y antiacaparamiento de capacidad (nuevos artículos 39, 40, 41 y 42), cuyos procedimientos detallados de cálculo y aplicación deben desarrollarse mediante resolución de la CNMC. La citada resolución deberá establecer el procedimiento detallado para su aplicación, lo que comprenderá las condiciones para la determinación de la existencia de congestiones por infrautilización y acaparamiento de la capacidad, los servicios y productos a los que les serán de aplicación, así como cualquier otro aspecto necesario para la aplicación de los diferentes mecanismos.

Por último, en fecha 9 de enero de 2020, se aprobó la Circular 2/2020, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance de gas natural (en adelante, Circular 2/2020). La circular, en sus artículos 9 y 15, obliga a desarrollar un procedimiento detallado para el cálculo de los recargos económicos de los desbalances de los usuarios en el punto virtual de balance, en TVB y en el almacenamiento virtual de balance (en adelante, AVB), y el procedimiento para su liquidación y facturación, así como la metodología de liquidación de los costes e ingresos derivados de los desbalances en estas áreas de balance que aseguren la neutralidad económica del GTS. En virtud de estas disposiciones, la CNMC emitió la Resolución de 1 de julio de 2020 previamente mencionada, la cual, en el apartado 3 de su anexo, define la metodología para la determinación de los precios necesarios para el cálculo de las tarifas de desbalance en cada una de las tres áreas de balance del sistema gasista.

3. OPORTUNIDAD Y NECESIDAD DE LA RESOLUCIÓN

La propuesta de resolución da cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 39, 40, 41 y 42 de la Circular 8/2019, en su redacción dada por la Circular 9/2021.

Estos artículos establecen la necesidad de aprobar, mediante resolución de la CNMC, el procedimiento detallado de cálculo y aplicación de los mecanismos de uso o pérdida de capacidad para productos de plazo superior al diario (art. 39) y uso o pérdida de capacidad a nivel diario (art. 40), de las medidas de antiacaparamiento de capacidad para los servicios que conllevan slots (art. 41) y del mecanismo de sobreventa y recompra de capacidad (art. 42).

Además, tras la experiencia adquirida a lo largo de más de un año y medio de aplicación de las Resoluciones de la CNMC de 3 de abril de 2020¹, y de 1 de julio de 2020², se estima preciso revisar esta normativa, con el objeto de maximizar la capacidad asignada a los usuarios mediante los procedimientos de subasta e incentivar a que sean los propios usuarios de TVB quienes gestionen sus existencias de GNL por sí mismos.

En conclusión, esta resolución es necesaria para permitir la oferta de más capacidad en aquellos servicios cuya demanda es mayor, lo que pondría a disposición del mercado mayor capacidad en las instalaciones gasistas, lo que supone una mejora desde el punto de vista de la competencia, desincentiva el acaparamiento de capacidad y la oferta de nueva capacidad que podría ser adquirida por agentes diferentes contribuyendo además a unos mayores ingresos del sistema gasista en su conjunto y, por tanto, a su sostenibilidad. Por último, la resolución abordaría los casos en que los usuarios deleguen en el GTS la responsabilidad de gestionar su gas en desbalance en TVB.

4. DESCRIPCIÓN DE LA TRAMITACIÓN

La propuesta de resolución de esta Comisión, por la que se establecen los procedimientos detallados de desarrollo de los mecanismos de gestión de congestiones y antiacaparamiento de capacidad en el sistema de gas natural y se modifican las Resoluciones de 3 de abril de 2020, sobre mecanismos de asignación de capacidad en el sistema gasista, y de 1 de julio de 2020, relativa al balance de gas natural, fue publicada en la página web de la CNMC en fecha 14 de enero de 2022, con el fin de dar cumplimiento al trámite de información pública y audiencia, abriendo un periodo para comentarios de los agentes que finalizó el 11 de febrero de 2022. Asimismo, se remitió el citado proyecto a los miembros del Consejo Consultivo de Hidrocarburos.

¹ Resolución que establece el procedimiento detallado de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en el sistema gasista.

² Resolución que aprueba la metodología de cálculo de tarifas de desbalance diario y el procedimiento de liquidación de desbalances de los usuarios y de acciones de balance y gestión de desbalances del gestor técnico del sistema.

En este periodo de información pública se han recibido observaciones de XX sujetos, que se valoran a continuación.

4.1. Aspectos más relevantes de las alegaciones

4.2. Consideraciones sobre las alegaciones recibidas

5. CONTENIDO Y ANÁLISIS TÉCNICO

5.1. Procedimientos de gestión de congestiones y antiacaparamiento de capacidad

5.1.1. Objeto y ámbito de aplicación

El objeto consiste en establecer el detalle de los procedimientos de gestión de congestiones y antiacaparamiento de capacidad en las instalaciones del sistema gasista. Cada procedimiento es aplicable a los productos de capacidad firme de determinados servicios exclusivamente, según se resume en la tabla siguiente. El servicio de salida del PVB a un consumidor, no se ve afectado por ninguno de estos procedimientos.

Tabla 1. Servicios a los que afecta cada procedimiento de gestión de congestiones.

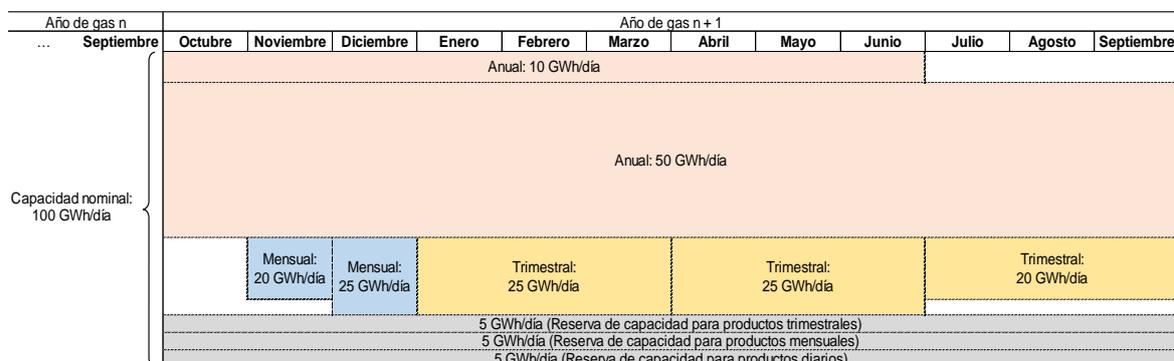
Mecanismos de gestión de congestiones y antiacaparamiento			
Uso o pérdida de capacidad para productos de plazo superior al diario	Uso o pérdida de capacidad a nivel diario	Medidas de antiacaparamiento de capacidad para los servicios que conllevan slots	Mecanismo de sobreventa y recompra de capacidad
<ul style="list-style-type: none"> - Regasificación - Almacenamiento de GNL - Carga de cisternas (<i>tratamiento indep. por planta</i>) - Licuefacción virtual - Entrada al PVB - Salida del PVB - Servicio agregado de AASS inyección y extracción 	<p>Procedimiento general:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Regasificación - Licuefacción virtual - Entrada al PVB - Salida del PVB <p>Procedimiento específico:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Carga de cisternas (<i>tratamiento indep. por planta</i>) 	<ul style="list-style-type: none"> - Descarga de buques - Carga de GNL de planta a buque - Transvase de GNL de buque a buque - Puesta en frío de buques. 	<ul style="list-style-type: none"> - Almacenamiento de GNL - Almacenamiento de gas natural en los AASS básicos - Servicio agregado de AASS de inyección y extracción

5.1.2. Mecanismo de uso o pérdida de capacidad para productos de plazo superior al diario

Este solo se aplicará a aquellos servicios afectados por el mecanismo, según se detalla en la tabla anterior, cuando su nivel de contratación sea igual o superior a un determinado valor, que se fija en un 90% de la capacidad nominal del servicio.

El nivel de contratación se calculará anualmente, en el mes de septiembre del año de gas n , tras la asignación de los productos mensuales, de la siguiente manera. Se procederá a dividir la suma de los valores diarios de las capacidades contratadas en cualquier procedimiento de asignación anterior, de los valores diarios de las capacidades reservadas para contratos de corto plazo que todavía no hayan sido asignadas y de los valores diarios de las capacidades reservadas para la carga de cisternas que suministren a redes de distribución (en su caso), entre la suma de los valores diarios de la capacidad nominal en el mismo periodo, para el año $n+1$, expresando el resultado en porcentaje. En la imagen siguiente se muestra un ejemplo de cálculo.

Imagen 1. Ejemplo de cálculo del nivel de contratación para un servicio determinado.



Capacidad contratada:		
Productos:		GWh/d
Anual	(Jul. - Jun.)	10
Anual	(Oct. - Sep.)	50
Trimestral	T2	25
Trimestral	T3	25
Trimestral	T4	20
Mensual	M2	20
Mensual	M3	25

Capacidad reservada para el corto plazo:		
Productos:		GWh/d
Trimestrales		5
Mensuales		5
Diarios		5

Nivel de contratación = 93,68 % =

$$= \frac{10 \frac{GWh}{d} \cdot 273d + 50 \frac{GWh}{d} \cdot 365d + 25 \frac{GWh}{d} \cdot 90d + 25 \frac{GWh}{d} \cdot 91d + 20 \frac{GWh}{d} \cdot 92d + 20 \frac{GWh}{d} \cdot 30d + 25 \frac{GWh}{d} \cdot 31d + (5 + 5 + 5) \frac{GWh}{d} \cdot 365d}{100 \frac{GWh}{d} \cdot 365d}$$

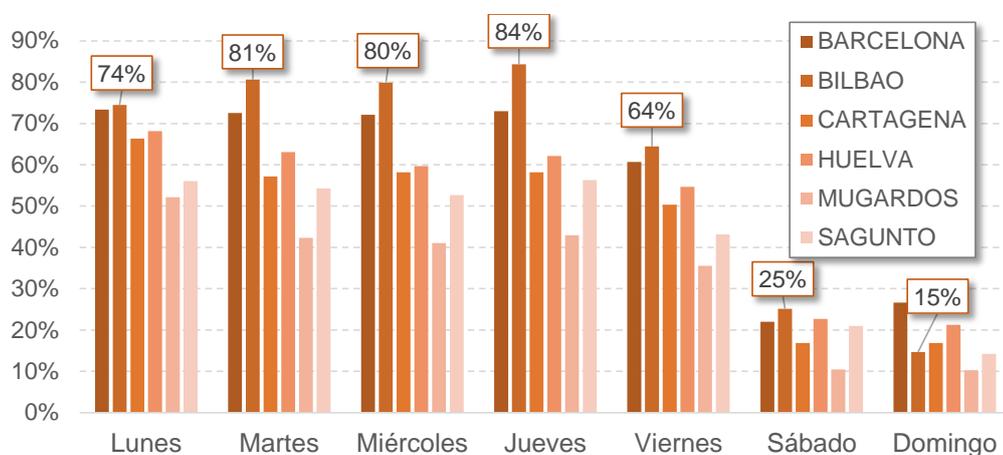
Cabe apuntar que, para el caso particular del servicio de carga de cisternas, este mecanismo se aplica de forma independiente a cada planta de regasificación y, por lo tanto, el nivel de contratación se debe calcular de forma individualizada para cada planta.

Una vez calculado el nivel de contratación, este mecanismo se aplicará a aquellos servicios cuyo valor sea igual o superior al 90% o, en el caso particular del servicio de carga de cisternas, a la capacidad de aquellas plantas cuya contratación iguale o supere dicho valor. El mecanismo consiste en la liberación de parte de la capacidad contratada de un servicio determinado perteneciente a un usuario cuando exista infrautilización por este, considerando que existe infrautilización cuando se dé cualquiera de las dos circunstancias siguientes:

- El nivel de utilización calculado es inferior al 80%, a excepción del servicio de carga de cisternas, para el que se considerará infrautilización, si el nivel de utilización calculado es inferior al 65%.

Se establece un valor diferente para el servicio de carga de cisternas debido a que el perfil semanal de uso de este es notablemente diferente al de otros servicios, reduciéndose el grado de utilización de la capacidad de una forma más acusada durante los fines de semana y días festivos, según puede apreciarse en la imagen siguiente. El valor del 65% deriva de la consideración de un grado de utilización de la capacidad de carga de cisternas del 80% de lunes a viernes y del 25% el sábado y el domingo.

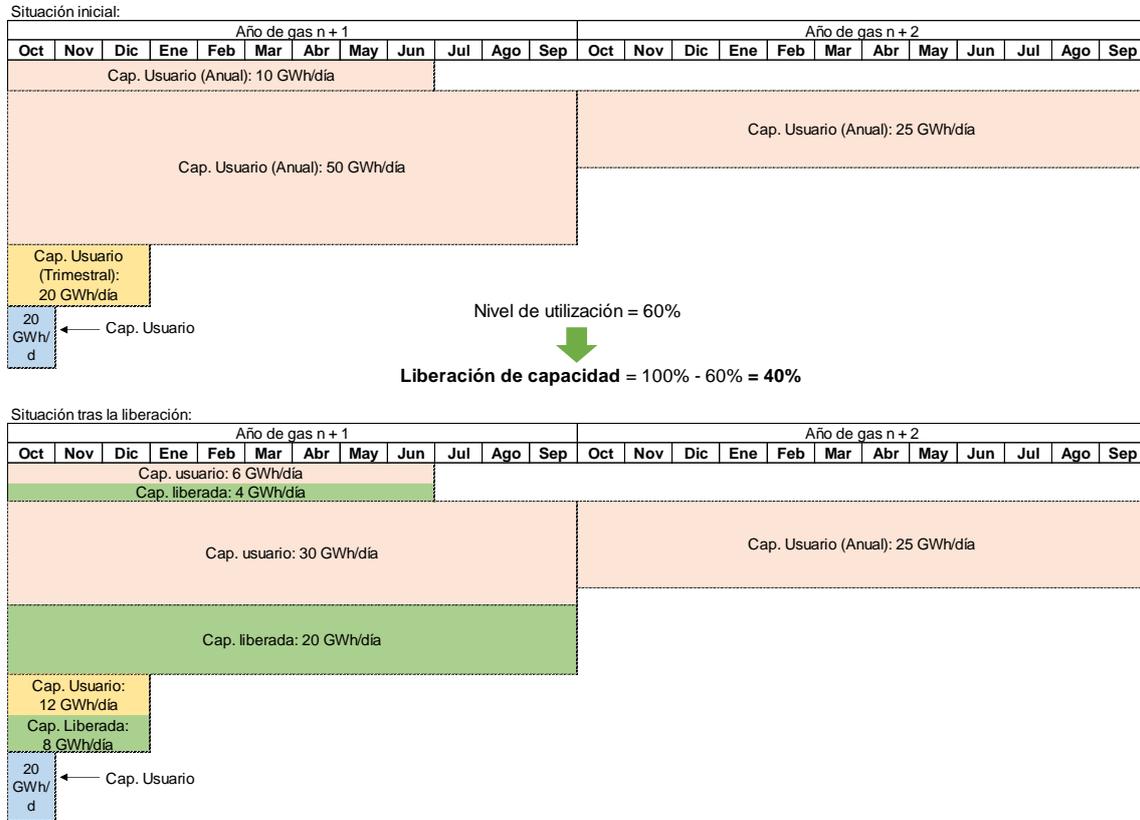
Imagen 2. Porcentaje de capacidad utilizada vs capacidad contratada por planta de regasificación (ene-19 a oct-20).



- b) El usuario nominó por encima del 80% de la capacidad contratada y luego renominó la mitad o menos de lo inicialmente nominado al menos 60 días del periodo. Esta condición aplicará exclusivamente a aquellos servicios para los que el usuario deba realizar nominaciones de la capacidad. Para el servicio de carga de cisternas se tomarán como renominación los kWh realmente cargados por el usuario.

El porcentaje de capacidad a liberar se calculará restando de cien el valor del nivel de utilización del servicio calculado (expresado en porcentaje) para aquellos usuarios que hubieran infrutilizado su capacidad contratada en el año de gas n. La liberación tendrá lugar en la primera semana de octubre del año de gas n+1, afectando exclusivamente a los productos anuales y trimestrales contratados por el usuario para el año de gas n+1. En la imagen siguiente se muestra un ejemplo de liberación de capacidad en el que el nivel de utilización de la capacidad de un servicio de un usuario alcanza un valor del 60%.

Imagen 3. Ejemplo de liberación de la capacidad de un servicio contratado por un usuario, con un nivel de utilización del 60% en el año de gas n.



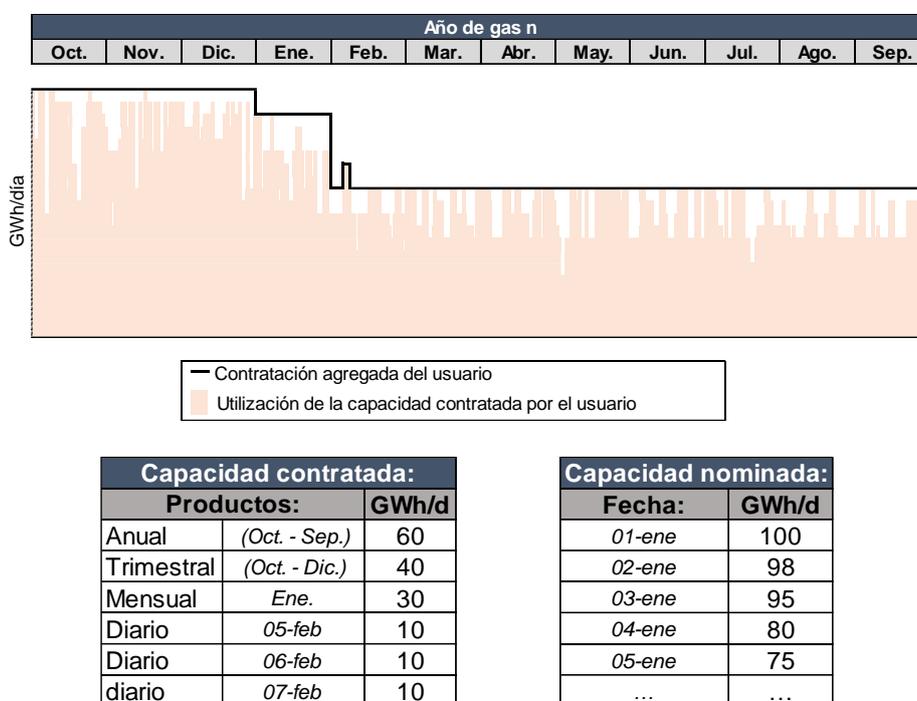
A la capacidad liberada le será de aplicación lo establecido en el art. 38 de la Circular 8/2019, esto es, las mismas condiciones que se aplican a la capacidad liberada mediante el mecanismo de renuncia de capacidad, manteniendo el usuario los derechos y obligaciones relativos a la capacidad liberada hasta la reasignación, en su caso, de esta, en particular la obligación de pago de los costes correspondientes.

Asimismo, de acuerdo con el apartado 3 de dicho artículo, la capacidad se ofertará mediante productos estándar de capacidad, en el primer proceso posible de asignación de productos de la mayor duración posible. Dado que la liberación tendrá lugar a partir de algún día de la primera semana de octubre del año n+1, la capacidad liberada correspondiente a dicho mes solo se podrá ofertar mediante productos diarios o intradiarios. Posteriormente, la capacidad correspondiente a los meses de noviembre y diciembre se podrá ofertar mediante productos mensuales y aquella que no se contrate podrá ofertarse a continuación mediante productos diarios en los procesos de asignación siguientes. El resto de la capacidad podrá ofertarse mediante productos anuales, en el caso de que existiese capacidad libre para el periodo completo comprendido por dichos productos anuales estándar y, subsiguientemente, en

los procedimientos posteriores de contratación de productos de menor duración, por orden de preferencia de mayor a menor duración, esto es, en los trimestrales, mensuales, diarios e intradiarios.

En cuanto al nivel de utilización de la capacidad por parte de cada usuario, este se calculará dividiendo la suma de las capacidades diarias utilizadas por el usuario del servicio, entre la suma de las capacidades diarias contratadas para cada día mediante los diferentes productos, en el año de gas n, y será expresado en porcentaje. En la imagen siguiente se muestra un ejemplo de este cálculo.

Imagen 4. Ejemplo de cálculo del nivel de utilización de la capacidad de un servicio contratada por un usuario.



Nivel de utilización = 85,63 % =

$$= \frac{100 \frac{GWh}{d} + 98 \frac{GWh}{d} + 95 \frac{GWh}{d} + 80 \frac{GWh}{d} + 75 \frac{GWh}{d} + \dots}{60 \frac{GWh}{d} \cdot 365 d + 40 \frac{GWh}{d} \cdot 92 d + 30 \frac{GWh}{d} \cdot 31 d + 10 \frac{GWh}{d} \cdot 1 d + 10 \frac{GWh}{d} \cdot 1 d + 10 \frac{GWh}{d} \cdot 1 d}$$

Es preciso señalar que, para el servicio de carga de cisternas, como capacidad diaria utilizada se tomarán los kWh realmente cargados por el usuario en cada planta en lugar de la capacidad nominada/renomina. Adicionalmente, para los servicios en los que la capacidad no se nomina, por ejemplo el almacenamiento de GNL, se tomará como capacidad diaria utilizada las existencias del usuario al final de cada día.

De nuevo, para el caso particular del servicio de carga de cisternas, dado que el

mecanismo se aplica de forma independiente a cada planta de regasificación, el nivel de utilización de la capacidad por parte de los usuarios también se calculará de forma individualizada por planta.

5.1.3. Mecanismo de uso o pérdida de capacidad a nivel diario

Se determina una diferenciación en la aplicación del mecanismo, estableciendo un procedimiento general aplicable a los servicios que se detallan en la Tabla 1 y un procedimiento específico para el servicio de carga de cisternas. En ambos casos, el mecanismo solo se aplicará cuando el nivel de contratación de los servicios afectados sea igual o superior a un determinado valor, que se fija en un 95% de su capacidad nominal.

Asimismo, en ambos procedimientos el nivel de contratación se calculará mensualmente (en el mes m), tras la asignación de los productos mensuales para el mes siguiente, de la siguiente manera. Se procederá a dividir la suma de los valores diarios de las capacidades contratadas en cualquier procedimiento de asignación anterior y los valores diarios de las capacidades reservadas para contratos de corto plazo que todavía no hayan sido asignadas, entre la suma de los valores diarios de la capacidad nominal en el mismo periodo, esto es, para el mes $m+1$, expresando el resultado en porcentaje.

Procedimiento general

El mecanismo establecido es análogo al existente en la actualidad en las conexiones internacionales con países europeos. Consiste en la limitación de los derechos de renominación de los usuarios para cada día del mes $m+1$, de modo que las renominaciones deberán estar comprendidas entre un máximo del 90% y un mínimo del 10% de la capacidad contratada por el usuario. No obstante, si la nominación hubiera sido superior al 80% de la capacidad contratada, se podrá renominar al alza hasta la mitad de la capacidad no nominada. Además, si la nominación hubiera sido inferior al 20%, se podrá renominar a la baja hasta la mitad de la capacidad nominada.

Las capacidades cuya nominación sea restringida en aplicación de este mecanismo se ofertarán al mercado como productos firmes diarios e intradiarios.

El mecanismo no será de aplicación a los usuarios cuya capacidad firme contratada del servicio sea inferior al 5% de la capacidad nominal del mismo.

Mecanismo para el servicio de carga de cisternas

Para el servicio de carga de cisternas, el mecanismo se aplicará de forma independiente a cada planta de regasificación y, por lo tanto, el nivel de contratación se debe calcular de forma individualizada para cada planta.

El mecanismo consiste en que, para cada día del mes $m+1$ y para la capacidad de carga de cisternas cuyo destino no sea una planta satélite que suministra a redes de distribución, los usuarios solo podrán realizar nominaciones el día anterior al día de gas, suprimiéndose los derechos de renominación de los usuarios. Las capacidades cuya renominación sea restringida en aplicación de este artículo se ofertarán al mercado en los procedimientos de asignación de la capacidad correspondiente al día de gas, primero como productos diarios y, posteriormente, como productos intradiarios.

Adicionalmente, se establece un recargo aplicable a la diferencia entre la capacidad nominada y la capacidad diaria realmente utilizada por el usuario, que se sumaría a los costes a satisfacer por la capacidad contratada. El objeto del recargo es establecer un incentivo a que las nominaciones de carga de cisternas y las cargas reales de los usuarios concuerden, lo que permitirá maximizar la liberación de capacidad mediante la aplicación de este mecanismo, para que pueda ser utilizada por aquellos usuarios que la necesiten.

Si bien la capacidad se nombra en kWh/d, para la aplicación de este recargo las nominaciones se considerarán en términos de número de cisternas, de acuerdo con los valores indicados en el SL-ATR. De forma congruente con lo anterior, como capacidad diaria realmente utilizada se considerará el número de cisternas realmente cargadas.

El recargo se fija en un valor igual al producto del término fijo de capacidad del peaje de carga de cisternas expresado en $\text{€}/(\text{kWh}/\text{d})/\text{d}$, por el multiplicador intradiario, por un valor unitario de 300.000 kWh/d (que se corresponde con un valor medio del contenido energético de un cargamento de GNL en las cisternas actuales) y por la diferencia entre la capacidad nominada, considerada en número de cisternas, y el número de cisternas cargadas. Estos se facturarán a la vez que los peajes asociados a la capacidad contratada.

En la tabla siguiente se muestra un ejemplo de cálculo del recargo.

Tabla 2. Ejemplo de cálculo del recargo aplicable al mecanismo de uso o pérdida de capacidad a nivel diario para el servicio de carga de cisternas.

Cálculo del recargo	
Hipótesis de partida	
-	Término fijo de capacidad en $\text{€}/\text{kWh}/\text{d}/\text{año} = 0,221130$

<ul style="list-style-type: none"> - Multiplicador intradiario = 7,1 - Término fijo de capacidad en €/kWh/d/d = $0,221130 \frac{\text{€}}{\frac{\text{kWh}}{\text{d}} \cdot \text{año}} \cdot \frac{1 \text{ año}}{365 \text{ d}} = 0,000606$ 	
Caso 1	Caso 2
<ul style="list-style-type: none"> - Cap. contratada: 3.000.000 kWh/d - Cap. nominada: 2.100.000 kWh/d (7 cisternas – valor indicado en SL-ATR) - Cap. utilizada: 2.071.388 kWh/d (el usuario carga 7 cisternas) <p style="text-align: center;">Recargo = $0,000606 \cdot 7,1 \cdot 300.000 \cdot (7 - 7) =$ = 0 €</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Cap. contratada: 3.000.000 kWh/d - Cap. nominada: 3.000.000 kWh/d (10 cisternas – valor indicado en SL-ATR) - Cap. utilizada: 2.071.388 kWh/d (el usuario carga 7 cisternas) <p style="text-align: center;">Recargo = $0,000606 \cdot 7,1 \cdot 300.000 \cdot (10 - 7) =$ = 3.872,34 €</p>

El hecho de aplicar este recargo solo al servicio de carga de cisternas es debido a las diferencias entre este servicio, de carácter discreto, y el resto de los servicios a los que se aplica el procedimiento general, que tienen una naturaleza continua. Aunque en ambos casos el responsable de emitir las nominaciones es el propio usuario, para los servicios continuos, una vez cerrado el plazo de (re)nominación son los titulares de las instalaciones en coordinación con el GTS quienes vehiculan el gas necesario del usuario. No obstante, en el caso de la carga de cisternas son los propios usuarios, directamente o a través de terceros, quienes controlan los camiones cisterna que llegan a los cargaderos, de modo que si, tras haber nominado una cierta cantidad acuden menos camiones a realizar las cargas, las nominaciones diferirán de la capacidad realmente utilizada.

En la propuesta de resolución se incluyen también diversas opciones relativas a este mecanismo, para que los agentes realicen las consideraciones que consideren oportunas sobre las mismas.

En primer lugar, se incluye un texto opcional, que se incorporaría al apartado 4.3 del anexo de la resolución, en el que se indica que el recargo no será de aplicación a las cisternas cargadas con destino a plantas satélite que suministran a redes de distribución. Esto estaría motivado por el hecho de que las cisternas que suministran a redes de distribución son nominadas y cargadas por unos agentes (los distribuidores) distintos a los agentes que disponen de la capacidad contratada y a quienes se les factura esta (los comercializadores). Por lo tanto, de aplicar este recargo a los titulares de la capacidad contratada, según lo establecido, se podría estar penalizando a unos agentes que carecen del control directo sobre el comportamiento penalizado, esto es, la diferencia entre lo nominado y lo realmente cargado.

En segundo lugar y de forma adicional e independiente de lo anterior, se incluyen dos opciones de texto adicional, cuyo objeto consiste en reforzar el incentivo a que las nominaciones se correspondan con la utilización real de la capacidad. Esto tendría lugar priorizando (opción 1) las descargas de aquellos usuarios cuyas nominaciones se hubieran aproximado en mayor medida a las cargas reales en los siete días anteriores al día de gas, teniéndolo en cuenta en el procedimiento de ordenación de cargas que se establezca en desarrollo de lo establecido en la Circular 8/2019. Opcionalmente, esto tendría lugar penalizando (opción 2) las descargas de aquellos usuarios cuyas nominaciones se hubieran alejado en mayor medida a las cargas reales en los siete días anteriores al día de gas, teniéndolo en cuenta en el procedimiento de ordenación de cargas previamente mencionado.

5.1.4. Medidas de antiacaparamiento de capacidad para los servicios que conllevan slots

Las medidas contenidas en la propuesta de resolución para desincentivar el acaparamiento de capacidad de los servicios de descarga de buques, carga de GNL de planta a buque, transvase de GNL de buque a buque y puesta en frío de buques, consisten en un recargo adicional, que se aplicaría a aquellos slots contratados que no sean finalmente utilizados por un usuario y que, con una cierta antelación, no hayan sido previamente cancelados o puestos a disposición de otros usuarios mediante el mecanismo de renuncia de capacidad o en el mercado secundario de capacidad desarrollado por el GTS.

Estos recargos, que se describen a continuación, serán adicionales a los costes que resulten aplicables a la capacidad contratada.

- Entre 21 y 30 días de antelación: recargo igual a una vez el término fijo del peaje correspondiente al servicio.
- Entre 11 y 20 días de antelación: recargo igual a tres veces el término fijo del peaje correspondiente al servicio.
- Entre 0 y 10 días de antelación: recargo igual a cinco veces el término fijo del peaje correspondiente al servicio.

Por ejemplo, un usuario contrata un slot de descarga de GNL de 950 GWh para el 10 de febrero de 2021 (tarifa del servicio: $tf = 48.236 \text{ €/slot}$; $tv = 0,00001 \text{ €/kWh}$) con una prima de 50.000 €. El usuario no oferta el slot en el mercado secundario de capacidad del GTS, ni renuncia a él con antelación para que el GTS pueda ofertarlo en los procesos periódicos de asignación, pero el 25 de enero de 2021

informa oficialmente al GTS de su intención de no traer el buque al sistema gasista español. En este caso, el usuario deberá abonar:

$$\text{Facturación (€)} = \overbrace{50.000 + (48.236 + 0,00001 \times 950.000.000)}^{\text{Coste de la contratación}} + \overbrace{3 \times 48.236}^{\text{Recargo adicional}} = 252.444 \text{ €}$$

Estos recargos se facturarán a la vez que los peajes asociados a la capacidad contratada.

Además, estos recargos aplicarán sin perjuicio de las responsabilidades derivadas del incumplimiento del plazo de antelación mínima establecido para la comunicación de modificaciones de slots que se indica en el artículo 32.2 de la Circular 8/2019.

5.1.5. Mecanismo de sobreventa y recompra de capacidad

La propuesta de resolución recoge un procedimiento de gestión de oferta de capacidad adicional y, si corresponde, recompra de la misma, similar al que se aplica actualmente en las conexiones internacionales con Europa.

El procedimiento se aplicará a los servicios individuales de almacenamiento de GNL y almacenamiento de gas natural en los almacenamientos subterráneos básicos, así como al servicio agregado de almacenamiento subterráneo de gas natural, inyección y extracción. Como opción a considerar por el sector durante el trámite de consulta pública, la propuesta señala la posibilidad de aplicar el mecanismo de sobreventa y recompra de capacidad adicionalmente al servicio individual de carga de cisternas.

El GTS, junto con los operadores de las infraestructuras, elaborarán una propuesta, que aprobará la CNMC, con los detalles del mecanismo, que incluirá:

- La metodología para determinar la capacidad a sobre-ofertar, teniendo en cuenta, entre otros, la programación y nominaciones del uso de las instalaciones, la utilización histórica de la capacidad y el riesgo que supone para la gestión técnica la sobreventa de capacidad.
- Los servicios y productos de capacidad a los que aplicará el mecanismo.
- La metodología y condiciones que deben cumplirse para la recompra de la capacidad sobrevenida.

La capacidad adicional se ofertará en los procedimientos de asignación periódicos, junto con el resto de capacidad disponible, pero se asignará una vez se haya asignado toda la capacidad técnica, así como la capacidad liberada al aplicar el resto de mecanismos de gestión de congestiones. Los ingresos que deriven de la asignación de esta capacidad serán considerados ingresos liquidables del sistema gasista.

El GTS y los operadores serán responsables de aplicar el mecanismo de sobreventa, pero será el GTS quién evalúe si es necesario recomprar capacidad. El GTS deberá publicar con antelación la capacidad a recomprar.

La recompra se hará mediante una subasta, donde los usuarios con capacidad contratada podrán ofertar reducir su capacidad contratada a un precio que no será superior al 25% del valor de los peajes. El gestor técnico del sistema comprará la capacidad que se necesite al menor precio posible. Si en la subasta no se ofertara capacidad suficiente para recomprar, el resto de la capacidad restante necesaria se recomprará a los usuarios que tengan capacidad firme usando un mecanismo de prorata y pagándola según el peaje regulado.

Una vez iniciado el procedimiento de recompra, los usuarios no podrán realizar renominaciones de capacidad ni transferencias de titularidad de gas o de GNL que supongan un incremento del nivel de existencias en los tanques de almacenamiento de GNL o en los almacenamientos subterráneos, según la infraestructura para la que se realice la recompra de capacidad.

Por último, la propuesta de resolución también define obligaciones en cuanto a la publicación de información y transparencia en la aplicación del mecanismo.

5.1.6. Tratamiento de los productos de capacidad reasignados mediante la aplicación del mecanismo de renuncia o vendidos/subarrendados en el mercado secundario de capacidad

El apartado séptimo del anexo de la propuesta de resolución determina como ha de gestionarse la capacidad que fue originalmente asignada en los procedimientos periódicos de asignación con una prima, y que posteriormente se reasigna a otro usuario, bien en dichos procedimiento periódico porque el usuario titular de la misma renuncia a esta capacidad, bien porque la capacidad se hubiera liberado por la aplicación de los mecanismos de gestión de congestiones, o bien porque el usuario la oferta en el mercado secundario de capacidad desarrollado por el GTS.

La Circular 8/2019, en la nueva redacción dada al artículo 34 por la Circular 9/2021, permite a los usuarios la reventa de la capacidad adquirida con una

prima en los procesos de asignación periódicos o en el mercado secundario de capacidad desarrollado por el GTS, siempre que esta operación se lleve a cabo en dicho mercado de capacidad y que la capacidad se oferte (y en consecuencia, se reasigne) a un precio igual o inferior a la citada prima. Conforme a lo indicado por el artículo 18.7 de la Circular 8/2019, los contratos realizados por los usuarios son firmes y vinculantes para las partes durante todo el periodo contratado, debiendo abonar el titular de la capacidad contratada los peajes y cánones que correspondan. Además, el artículo 16.2 del contrato marco de acceso expone que la extinción del contrato no eximirá al usuario del cumplimiento de la totalidad de las obligaciones de pago nacidas del contrato.

Por consiguiente, en estos casos corresponde al usuario titular original de la capacidad reasignada abonar al sistema gasista la diferencia entre el precio al que adquirió la capacidad y el precio al que se reasignó a otro usuario.

De la misma manera, cuando un usuario adquirió en los procesos de asignación periódicos o en el mercado secundario una capacidad con una cierta prima y renuncia a esta capacidad, la capacidad renunciada se vuelve a ofertar en los procesos de asignación siguientes, pudiendo ser reasignada a un precio inferior al que se adquirió inicialmente. A este respecto, el artículo 38.7 de la Circular 8/2019 dictamina que cuando la capacidad liberada se reasigne a un precio inferior al que abonaría el titular de la capacidad original, este deberá cubrir la diferencia de precio.

La propuesta de resolución establece que, tanto en el caso de renuncia de capacidad, como en la reventa/subarriendo, la diferencia de precio entre la prima de adquisición original y el precio de la reasignación deberá ser abonada al GTS por el usuario titular original de la capacidad, de forma inmediata tras la reasignación. La cantidad así abonada, dado que corresponde a un producto de capacidad, debe constituir un ingreso liquidable del sistema gasista.

Así por ejemplo, si un usuario hubiese adquirido un slot de descarga de GNL para el mes de mayo de 2022 con una prima de 50.000 € (adicional al peaje de descarga), y por considerar que no lo va a necesitar lo revendiese hoy en el mercado secundario a un precio de 18.000 € (adicional al peaje de descarga), una vez reasignada la capacidad, el usuario deberá abonar el GTS la diferencia de precio, esto es $50.000 - 18.000 = 32.000$ €, sin esperar al mes de mayo de 2022, cuando tendrá lugar la prestación del servicio.

Con esta medida se trata de evitar posibles incumplimientos en el pago de peajes de acceso por parte de los usuarios que renunciaran o vendieran capacidades adquiridas con una prima adicional al peaje, lo que perjudicaría al conjunto del sistema gasista.

5.2. Modificación de la Resolución de 3 de abril de 2020 de la CNMC

El apartado segundo de la propuesta de resolución aborda la problemática observada en los procedimientos de asignación de slots de descarga de buques en los que, habiendo demanda de slots suficiente por parte de los usuarios, se quedan slots sin asignar, debido al carácter discreto de los escalones de precio pequeños definidos en las subastas. Este aspecto está actualmente regulado por la Resolución de 3 de abril de 2020, de la CNMC, por la que se establece el procedimiento detallado de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en el sistema gasista.

La propuesta de resolución modifica los apartados 5.2.1 y 5.2.3 del anexo de la Resolución de 3 de abril de 2020, para permitir que los agentes, en sus solicitudes de slots, puedan indicar un precio de retirada de la subasta. De esta forma, si la subasta se cerrara en una ronda determinada dejando algún slot sin pre-asignar, este slot se pre-asignaría entre los usuarios cuya demanda de slots en la ronda de cierre hubiera sido inferior a la de la ronda de precio inmediatamente inferior.

Para ello, en primer lugar, la propuesta modifica la información que los usuarios deben remitir para cada una de las rondas de una subasta de slots, añadiendo la posibilidad de que el usuario incluya un precio de retirada de la subasta. Este precio debe ser igual o superior al precio de la ronda a la que envía la información. En su defecto, se les asigna como precio de retirada el precio de la ronda.

Por ejemplo, supongamos que se están ofertando 5 slots de descarga para el mes de mayo de 2022, para los que inicialmente se recibieron 10 solicitudes. Tras dos rondas con subida de precio de escalón grande (1.0 y 2.0) se reduce la demanda a 3 slots, comenzando a aplicarse las rondas de escalones pequeños (1.1, 1.2, 1.3) y llegando a una ronda en la que la demanda de slots es inferior a la oferta (ver Tabla 3).

Tabla 3. Ejemplo de aplicación del precio de retirada de las subastas de slots.

Subasta de slots de descarga de GNL para mayo 2022: 5 slots ofertados		
Ronda	Prima (€/slot)	Número de slots demandados
0	0	10
1.0	100.000	7
2.0	140.000	3
1.1	110.000	7
1.2	120.000	6
1.3	130.000	4

Con el mecanismo actualmente en vigor, la subasta se cerraría en la ronda 1.3, con una prima de 130.000 €/slot, pre-asignándose 4 slots y quedando 1 libre para su oferta en procesos de asignación posteriores.

La propuesta de resolución abriría la puerta a que ocurriera lo siguiente:

- a) Uno o varios de los usuarios que remitieron solicitudes en la ronda 1.2 indicaron, en su solicitud, un precio de retirada de la subasta superior a 120.000 €/slot.
- b) Uno o varios de los usuarios que remitieron solicitudes en la ronda 1.2 no indicaron en su solicitud un precio de retirada de la subasta, por lo que se les asigna un precio de retirada de la subasta de 120.000 €/slot.

En segundo lugar, la propuesta de resolución modifica el mecanismo de resolución de las subastas, procediendo a la pre-asignación de los slots que quedan sin asignar al cierre de la subasta. Esta pre-asignación se realiza entre los usuarios que solicitaron slots en la ronda anterior al de cierre de la subasta y cuya demanda de slots no fue satisfecha, en función del precio de retirada que corresponde a sus solicitudes no atendidas.

Así, siguiendo con el ejemplo de la Tabla 3, la subasta se cerraría en la ronda 1.3, pre-asignando 4 slots a 130.000 €/slot. Para la pre-asignación del slot sobrante, se deberían revisar las dos solicitudes de slots adicionales que se presentaron en la ronda 1.2, así como el precio de retirada de la subasta correspondiente a estas solicitudes; el slot se pre-asignaría al usuario que indicó mayor precio de retirada en la ronda 1.2, siendo este el precio de pre-asignación del slot sobrante. Si estas dos solicitudes correspondiesen a usuarios con el mismo precio de retirada, se aplicaría una subasta de precio uniforme, con una sola ronda de ofertas, en la que solo podrían participar estos dos usuarios, pre-asignándose el slot al que mayor precio ofertase.

5.3. Modificación de la Resolución de 1 de julio de 2020 de la CNMC

Los apartados 3.1.2 y 3.1.3 del anexo de la Resolución de 1 de julio de 2020, de la CNMC, por la que se aprueba la metodología de cálculo de tarifas de desbalance diario y el procedimiento de liquidación de desbalances de los usuarios y de acciones de balance y gestión de desbalances del gestor técnico del sistema, regulan cómo ha de determinarse el precio del gas empleado para el cálculo de las tarifas de desbalance en TVB. En particular, se establece que el citado precio ha de estar referenciado al coste, en el día de gas “d” en que se produce el desbalance, de las transacciones del GTS cuando gestiona el GNL en desbalance en el punto de virtual de balance (en adelante, PVB) mediante su compraventa en el mercado organizado.

A este respecto, ha de tenerse en cuenta, en primer lugar, que la cantidad de GNL en desbalance del día de gas “d”, que el GTS debe comprar/vender en el mercado, no es conocida hasta el día después del día de gas, esto es, el día “d+1”. Además, de acuerdo con la Circular 2/2020, el GTS puede ofertar en el mercado este GNL en exceso/defecto en varios días; no tiene por qué hacerlo solo en el día “d+1”. A esto hay que añadir que la circular permite al GTS acudir al mercado a gestionar el desbalance neto del conjunto de usuarios; es decir, si el GNL en exceso de los usuarios desbalanceados positivamente compensa el GNL en defecto de los usuarios desbalanceados negativamente, el GTS no acude al mercado y, por tanto, no hay transferencias que proporcionen un precio de referencia del GNL para la facturación de los desbalances del día “d”. Esta falta de referencia también puede darse en el caso de que los desbalances en TVB se compensen con los desbalances en AVB, pues pueden gestionarse conjuntamente, o en el caso de desbalances positivos de GNL que se gestionen mediante contratos de almacenamiento de GNL.

Por todo ello, la Circular 2/2020 y la Resolución de 1 de julio de la CNMC también indicaban qué precio había de usarse en las tarifas de desbalance en TVB cuando, habiendo desbalances de GNL, el GTS no acudía al mercado para gestionarlos. En concreto, se señalaba la necesidad de emplear, como referencia para el cálculo de las tarifas de desbalance en TVB, el precio en el PVB de la red de transporte.

Ha de recordarse que, cuando un usuario presenta un desbalance por exceso de GNL, el usuario recibe del GTS la tarifa desbalance de venta para TVB (que incluye el precio del GNL, del que se descuenta el ajuste menor -3%- y los peajes de regasificación y entrada a PVB) aplicada a la cantidad de GNL (kWh) en desbalance. Por el contrario, cuando un usuario presenta un desbalance por

defecto de GNL, el usuario paga al GTS la tarifa desbalance de compra para TVB (que incluye el precio del GNL, que se incrementa en el ajuste menor -3%- y los peajes de salida de PVB y licuefacción) aplicada a la cantidad de GNL (kWh) en desbalance. Los beneficios o costes asociados a estos recargos, que se facturan y se ingresan/pagan semanalmente en la cuenta de desbalance en TVB/AVB, son soportados por el GTS durante un año, hasta la liquidación anual del saldo de la cuenta para asegurar la neutralidad del GTS.

En la experiencia adquirida desde el inicio de la aplicación de esta normativa, se ha observado que, en contextos de alta volatilidad de los mercados mayoristas de gas internacionales, puede llegar a ocurrir que los usuarios entren en desbalance de GNL, delegando en el GTS la responsabilidad de gestionar los mismos y que estos se valoren usando el precio en PVB. Según la relación entre el precio al que el usuario adquirió el GNL en desbalance (si su desbalance es positivo), o al que tendría que adquirir el GNL (si su desbalance es negativo), comparado con el precio en PVB del día en que tiene lugar el desbalance podrían incentivos a delegar en el GTS.

Adicionalmente en estos casos, el GTS, como responsable de la facturación de los recargos por desbalances en TVB a los usuarios, puede llegar a tener que soportar un riesgo alto de precio en el mercado organizado durante un periodo de tiempo.

Para evitar que esto ocurra, se propone, cuando se deba utilizar el precio en PVB para calcular la tarifa de desbalance en TVB, modificar de forma significativa el precio al que se valoraría en GNL en desbalance positivo o negativo respectivamente, con el fin de incentivar a los usuarios a gestionar activamente sus desbalances en TVB.

Por eso, la propuesta de resolución modifica los últimos párrafos de los apartados 3.1.2 y 3.1.3 del anexo de la Resolución de 1 de julio de 2020, con el fin de que, a la hora de calcular las tarifas de desbalance en TVB cuando no haya transacciones el GTS para la gestión de estos desbalances, se tenga en cuenta lo siguiente:

- Si el desbalance es positivo, se emplee el precio medio ponderado en PVB del día d multiplicado por 0,9 (es decir, el usuario cobre por el GNL en exceso un 10% menos del precio en PVB).
- Si el desbalance es negativo, se emplee el precio medio ponderado en PVB del día d multiplicado por 1,1 (es decir, el usuario abone por el GNL en defecto un 10% más del precio en PVB).

6. CONCLUSIONES

La propuesta de resolución da cumplimiento a la Circular 8/2019, en sus artículos 39, 40, 41 y 42, modificados por la Circular 9/2021. Estos artículos establecen la necesidad de aprobar, mediante resolución de la CNMC, el procedimiento detallado de cálculo y aplicación de los mecanismos de uso o pérdida de capacidad para productos de plazo superior al diario (art. 39) y uso o pérdida de capacidad a nivel diario (art. 40), de las medidas de antiacaparamiento de capacidad para los servicios que conllevan slots (art. 41) y del mecanismo de sobreventa y recompra de capacidad (art. 42).

Así, la propuesta de resolución desarrolla las condiciones para la determinación de la existencia de congestiones por infrautilización y acaparamiento de la capacidad, los servicios y productos a los que les serán de aplicación, la metodología para determinar el grado de infrautilización de la capacidad contratada por parte de los usuarios, así como la capacidad a liberar y su asignación en los diferentes procedimientos de asignación de capacidad. También se determinan intervalos de antelación mínima para la comunicación de los slots contratados que finalmente no van a ser utilizados por los usuarios, con el fin de que se puedan ofertar al mercado con la máxima antelación posible. Además, se adecúa la gestión de la capacidad adquirida con prima que se reasigna en este mercado de forma coherente con el tratamiento de la capacidad liberada en aplicación del mecanismo de renuncia de capacidad.

Por otro lado, tras la experiencia adquirida a lo largo de más de un año y medio de aplicación de las Resoluciones de la CNMC de 3 de abril de 2020, que establece el procedimiento detallado de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en el sistema gasista, y de 1 de julio de 2020, que aprueba la metodología de cálculo de tarifas de desbalance diario y el procedimiento de liquidación de desbalances de los usuarios y de acciones de balance y gestión de desbalances del gestor técnico del sistema, se estima preciso su revisión, con el objeto de maximizar la capacidad asignada a los usuarios mediante los procedimientos de subasta e incentivar a que sean los propios usuarios del tanque virtual de balance quienes gestionen activamente sus existencias de GNL para no incurrir en desbalance.

Finalmente, cabe apuntar que las diferentes fechas de entrada en vigor de los distintos apartados de la resolución, guardan relación con las necesidades de desarrollo de los sistemas requeridos para la correcta implementación de los mismos.