INFORME Y PROPUESTA DE RESOLUCIÓN

EXPEDIENTE C- 1104/20 NATURGY/SONATRACH/MEDGAZ

I. ANTECEDENTES

(1) Con fecha 11 de febrero de 2020, la Comisión recibió por medio de escrito motivado, una solicitud de remisión, de acuerdo al artículo 4, apartado 4, del Reglamento de nº 139/2004, de la operación que dio lugar al expediente M.9648, consistente en la adquisición por parte de NATURGY ENERGY GROUP, S.A. ("NATURGY"), a través de su filial […][1], y SONATRACH, S.p.A. ("SONATRACH"), del 42,09% de las acciones que MUBADALA INVESTMENTE COMPANY PJSC ("MUBADALA"), a través de su filial CEPSA HOLDING LLC ("CEPSA HOLDING"), posee en MEDGAZ, S.A. ("MEDGAZ")[2].

(2) Habiéndose aceptado el reenvío por parte de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), con fecha de 6 de marzo de 2020 tiene entrada en el registro de la CNMC la Decisión de la Comisión por la que se remite la operación en su totalidad para su examen por parte de la CNMC.

(3) El día 6 de marzo de 2020 ha tenido entrada en el registro de la CNMC la notificación referida a la citada operación.

(4) Dicha notificación ha sido realizada por NATURGY según lo establecido en el artículo 9 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (en adelante, LDC), por superar el umbral establecido en la letra b) del artículo 8.1 de la mencionada norma. A esta operación le es de aplicación lo previsto en el Real Decreto 261/2008, de 22 de febrero, por el que se aprueba el Reglamento de Defensa de la Competencia.

(5) La fecha límite para acordar iniciar la segunda fase del procedimiento es el **6 de abril de 2020,** inclusive. Transcurrida dicha fecha, la operación notificada se considerará tácitamente autorizada.

II. APLICABILIDAD DE LA LEY 15/2007 DE DEFENSA DE LA COMPETENCIA

(6) La operación constituye una concentración económica en el sentido de los artículos 3.1.b) del Reglamento (CE) nº 139/2004, de 20 de enero de 2004, sobre el control de concentraciones entre empresas (Reglamento de concentraciones) y del artículo 7.1.c) de la LDC.

(7) La operación tiene dimensión comunitaria al superar los umbrales definidos en el artículo 1.2.a) del Reglamento de concentraciones.

(8) No obstante, las Partes solicitaron la remisión del asunto a la autoridad española de competencia (CNMC) de acuerdo al procedimiento contemplado en el artículo 4.4 del Reglamento de concentraciones.

---

[1] […]

[2] En base al acuerdo de adquisición de acciones de fecha 13 de octubre de 2019, el vendedor se compromete a vender el 42,09% de las acciones que posee en MEDGAZ a favor de NATURGY (34,05%) y SONATRACH (8,04%).

(9) Estando la CNMC de acuerdo con la solicitud de remisión efectuada por las Partes, no fue necesario presentar notificación ante la Comisión Europea, siendo de aplicación la normativa nacional en materia de competencia.

(10) La ejecución de la operación está condicionada a la autorización de la operación por parte de las autoridades de competencia en España.

III. NATURALEZA DE LA OPERACIÓN

(11) La operación consiste en la adquisición, por parte de SONATRACH, S.p.A. ("SONATRACH") y NATURGY ENERGY GROUP, S.A. ("NATURGY"), a través de su filial […] [3], del 42,09% de las acciones que MUBADALA INVESTMENT COMPANY PJSC ("MUBADALA"), a través de su filial CEPSA HOLDING LLC ("CEPSA HOLDING"), posee en MEDGAZ, S.A. ("MEDGAZ")[4].

(12) Los principales términos de la operación se recogen en el Acuerdo de Adquisición de Acciones, de fecha 13 de octubre de 2019, según el cual el vendedor se compromete a vender el 42,09% de las acciones que posee en MEDGAZ en favor de NATURGY (34,05%) y SONATRACH (8,04%).

(13) Tras la operación propuesta, MEDGAZ estará controlada de forma conjunta por NATURGY (49%) y SONATRACH (51%) y ambas tendrán que coordinarse para la toma de decisiones estratégicas[5]. […][6].

(14) Según indica la notificante, MEDGAZ funciona como una entidad económicamente autónoma con plenas funciones. En este sentido (i) MEDGAZ posee las infraestructuras, sistemas y tecnologías necesarias para prestar servicios de transporte de gas[7]; (ii) MEDGAZ cuenta con recursos financieros propios[8], procedentes del pago de los clientes por la reserva de la capacidad de uso del gasoducto[9], además de […]; (iii) inicialmente, prácticamente toda la capacidad de transporte del gasoducto estaba reservada por accionistas de MEDGAZ, pero es a raíz de la presente operación[10], cuando más de un 50% de su volumen de negocios estará contratado con terceros independientes; (iv) además, MEDGAZ se estableció de forma indefinida, por lo que su presencia en el mercado no está limitada en el tiempo.

[3] […]

[4] En base al acuerdo de adquisición de acciones de fecha […], el vendedor se compromete a vender el 42,09% de las acciones que posee en MEDGAZ a favor de NATURGY (34,05%) y SONATRACH (8,04%).

[5] Según el Acuerdo de Accionistas, firmado en […] las decisiones estratégicas de MEDGAZ, como el presupuesto o el plan de negocios, necesitará de una aprobación del […] del Comité de Dirección.

[6] Por otro lado, según dicho Acuerdo de Accionistas, el Comité de Dirección estará formado por […]. […]. Tras la operación, SONATRACH tendría la capacidad de nombrar a […] del comité mientras NATURGY podría designar a […].

[7] Además, en base al Acuerdo de Accionistas ([…]), la operación diaria y la supervisión de la actividad de MEDGAZ corresponde al Comité de Dirección, responsable de la gestión de la empresa.

[8] […] millones de euros en 2018 (datos de la Notificante).

[9] Dichas reservas se realizan por medio de acuerdos « take-or-pay » a largo plazo (20 años) (denominados SOPAs.

[10] En 2013 se produjo la salida de algunos accionistas iniciales de MEDGAZ, si bien es a raíz de la presente operación de concentración cuando se supera el umbral del 50% de actividad realizada con terceros independientes de sus matrices, cumpliéndose inequívocamente el criterio de autonomía funcional recogido en el párrafo 98 de la Comunicación consolidada de la Comisión sobre cuestiones jurisdiccionales en materia de competencia, realizada de conformidad con el Reglamento (CE) nº139/2004 del Consejo, sobre control de las concentraciones entre empresas.

(15) En base a lo anterior, la Notificante considera que se cumple el criterio de plenas funciones, por cuanto que MEDGAZ realiza un porcentaje importante de sus ingresos de terceros, y la relación entre la empresa y sus matrices tiene carácter comercial sobre la base de condiciones comerciales normales[11].

(16) La adquisición de control conjunto sobre MEDGAZ constituye una operación notificable, incluida dentro del ámbito de aplicación del Reglamento de concentraciones y de la LDC, dado que la empresa objeto de control desarrollaría de forma permanente todas las funciones de una entidad económica autónoma e independiente.

IV. RESTRICCIONES ACCESORIAS

(17) El contrato incluye una Cláusula (cláusula […] del contrato de compraventa), relativa al comportamiento de CEPSA en el periodo posterior a la firma del Contrato de Compraventa.

IV.1. CLÁUSULA 8.2 DEL CONTRATO DE COMPRAVENTA

(18) Según la Notificante, la Cláusula […] del Contrato de Compraventa obliga a CEPSA a no tomar medidas que puedan dar lugar a la resolución, revocación, suspensión o modificación material del contrato *"CEPSA Send or Pay Agreement"* (SOPAs)[12], durante los [< 3 años] siguientes a la fecha de cierre.

(19) No obstante, se podrá dar una excepción si NATURGY (a través de su filial […]) y SONATRACH autorizan por escrito tales medidas, no pudiendo retener o retrasar de forma injustificada dicha autorización.

IV.2. VALORACIÓN

(20) El artículo 10.3 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia (en adelante, LDC), establece que "en su caso, en la valoración de una concentración económica, podrán entenderse comprendidas determinadas restricciones a la competencia accesorias, directamente vinculadas a la operación y necesarias para su realización".

(21) De acuerdo a la Comunicación, las restricciones accesorias consistirán en acuerdos necesarios para la realización de la concentración, lo que implica que, en su ausencia, no se podría llevar a efecto la concentración o solo podría realizarse en condiciones más inciertas, con costes considerablemente superiores (..) o con mayor dificultad. Por lo general reúnen estos criterios los acuerdos destinados a proteger el valor transferido.

(22) En el expediente de referencia, la citada Cláusula […] del Contrato de Compraventa tiene por objeto garantizar el valor del activo objeto de la operación. En el caso de MEDGAZ el principal valor y la fuente de ingresos de la compañía radica en dichos contratos SOPAs, que regulan la capacidad contratada por los clientes de MEDGAZ

[11] Parrafo100 de la Comunicación consolidada de la Comisión sobre cuestiones jurisdiccionales en materia de competencia, realizada de conformidad con el Reglamento (CE) nº139/2004 del Consejo, sobre control de las concentraciones entre empresas.

[12] Los SOPAs son los contratos a largo plazo que tiene MEDGAZ con sus clientes a través de los cuales estos reservan capacidad. Tradicionalmente, la capacidad de MEDGAZ estaba reservada únicamente por sus accionistas pero a día de hoy está reservada tanto por accionistas como por terceros ([…]).

y su duración en el tiempo, garantizando a su vez ingresos estables para la compañía.

(23) Por otro lado, la duración de la obligación establecida en la Cláusula […] ([<3 años]) es inferior a los límites establecidos en la Comunicación y considerados como razonables para cualquiera de las posibles restricciones señaladas en la misma.

(24) En consecuencia, teniendo en cuenta la legislación, así como la citada Comunicación, se considera que el contenido de la Cláusula […] del Contrato de Compraventa queda cubierta por lo establecido en la Comunicación de la Comisión Europea sobre las restricciones directamente vinculadas a la realización de una concentración y necesarias a tal fin (2005/C 56/03).

V. EMPRESAS PARTÍCIPES

V.1. SONASTRACH, S.p.A. ("SONATRACH")

(25) SONATRACH es la compañía estatal de petróleo y gas de Argelia. Es un grupo verticalmente integrado a lo largo de toda la cadena de valor en el sector de hidrocarburos. Por sí misma o mediante cooperación con empresas extranjeras activas en los sectores del petróleo y del gas, SONATRACH opera los yacimientos más importantes de petróleo y gas del Sáhara argelino.

(26) La mayor parte del gas producido por SONATRACH se destina a las exportaciones, siendo España uno de los principales destinos de exportación, estando activa en el mercado mayorista de aprovisionamiento de gas en España. Además, SONATRACH también cuenta con una comercializadora de gas en España que solo comercializa gas a consumidores con un consumo anual superior a 50.000 kWh.

(27) Es propietaria de seis refinerías de petróleo, dos complejos petroquímicos, cuatro plantas de licuefacción de gas natural licuado (GNL) y dos plantas de separación de gases licuados del petróleo.

(28) Según la Notificante, en 2018 el volumen de negocios en España de SONATRACH fue, conforme al artículo 5 del Reglamento de Defensa de la Competencia aprobado por Real Decreto 261/2008, de 22 de febrero (RDC), el siguiente:

VOLUMEN DE NEGOCIOS DE SONATRACH 2018 (millones de euros)		
MUNDIAL	**UE**	**ESPAÑA**
[>5.000]	**[>250]**	**[>60]**

Fuente: Notificación.

V.2. NATURGY ENERGY GROUP, S.A. ("NATURGY")

(29) NATURGY es la empresa matriz de un grupo multinacional presente en los sectores energéticos de gas y electricidad. Está activa en gran parte de la cadena de suministro de gas, operando tanto en sectores regulados como en no regulados en el ámbito del gas y la electricidad.

(30) NATURGY tiene participaciones en plantas de licuefacción en Omán, así como en dos gasoductos y once tanques de almacenamiento de GNL. En concreto, NATURGY tiene una participación sobre el gasoducto Magreb-Europa, que transporta gas natural desde Argelia (a través Marruecos) a España, Portugal y.

(31) Según la Notificante, el volumen de negocios de NATURGY en 2018, conforme al artículo 5 del RD 261/2008 fue el siguiente:

VOLUMEN DE NEGOCIOS NATURGY (millones de euros)		
MUNDIAL	**UE**	**ESPAÑA**
[>5.000]	**[>250]**	**[>60]**

Fuente: Notificación.

V.3. MEDGAZ, S.A. ("MEDGAZ")

(32) MEDGAZ es la empresa encargada de la operación del gasoducto del mismo nombre que conecta Argelia con España. A través de este gasoducto el gas es transportado en su primer tramo desde los campos de Hassi R'mei (Argelia) hasta el puerto de Beni Saf. El tramo submarino conecta Argelia (Beni Saf) con la costa española (Almería). Actualmente la empresa está participada por MUBADALA (42,09%), SONATRACH (42,96%) y NATURGY (14,95%).

(33) La capacidad total de MEDGAZ está asignada no solo a sus accionistas sino también a terceros ([…], cada uno de ellos […] de capacidad), mediante contratos de largo plazo (20 años) y que están vigentes hasta 2031. MEDGAZ no dispone de contratos de transporte en el periodo posterior al año 2031, si bien los contratos de transporte actuales prevén la prórroga por periodo de […].

(34) Según la Notificante, se prevé un aumento de la capacidad actual de MEDGAZ para 2021 que aumentará de 8,72 a 10,9 BCMs por año, habiéndose reservado […] de la nueva capacidad para el periodo […] y […], quedando la capacidad restante disponible para cualquier tercero que pudiera estar interesado en ella.

(35) Según la Notificante, el volumen de negocios de MEDGAZ en 2018, conforme al artículo 5 del RD 261/2008 fue el siguiente:

VOLUMEN DE NEGOCIOS MEDGAZ (millones de euros)		
MUNDIAL	**UE**	**ESPAÑA**
[<2.500]	**[<250]**	**[>60]**

Fuente: Notificación.

VI. MERCADOS RELEVANTES

VI.1. Mercado de producto

(36) Desde el punto de vista de la competencia, la operación afecta principalmente al mercado de infraestructuras de importación de gas, si bien existen otros mercados verticalmente relacionados en los que NATURGY está presente: el mercado ascendente de desarrollo, producción y aprovisionamiento de gas natural y los mercados descendentes de suministro mayorista y minorista de gas natural.

VI.1.1. Mercado de infraestructuras de importación de gas

(37) MEDGAZ es la compañía encargada de operar el gasoducto que conecta los yacimientos de Argelia con el sistema gasista español. De acuerdo con el artículo 59 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (LSH), la red básica del sistema gasista español está formada por tres tipos de infraestructuras, (i) los gasoductos de transporte primario de alta presión, que incluyen a su vez una red troncal y una red de influencia local, (ii) las plantas regasificadoras de GNL y las plantas de licuefacción de gas natural y (iii) los almacenamientos básicos de gas natural. Los titulares de las instalaciones de la red básica ofertan capacidad (de regasificación, almacenamiento o transporte) a terceros, que acceden a las infraestructuras en condiciones transparentes, objetivas y no discriminatorias al estar los precios y procedimientos regulados.

(38) En el caso de las conexiones internacionales, la contratación de acceso a las interconexiones con otros países de la Unión europea (UE), se regula según lo dispuesto en el Reglamento (UE) n.º 984/2013 de la Comisión, de 14 de octubre de 2013 y el Reglamento (CE) n.º 715/2009, que gestionan la asignación de capacidad mediante un sistema de subastas. En relación a la contratación de capacidad en las interconexiones con países no pertenecientes a la UE, Enagás es la encargada de ofertar la capacidad de estos puntos mediante un sistema cronológico (asignación por orden de llegada de las solicitudes).

(39) Respecto a la asignación de la capacidad del gasoducto MEDGAZ, ésta se realiza en base a negociaciones bilaterales entre MEDGAZ y los operadores que deseen introducir gas en el sistema gasista español a través de esta infraestructura.

(40) Según las Partes, el mercado de infraestructuras de importación está formado por i) los gasoductos y conexiones internacionales, ii) las plantas de regasificación y iii) los almacenamientos subterráneos.

(41) La CNMC ha considerado que no debería realizarse una mayor sub-segmentación del mercado de infraestructuras de importación. En todo caso, se ha planteado en precedentes nacionales y comunitarios la posibilidad de sub-segmentar el mercado amplio de infraestructuras de importación, considerando que los gasoductos y conexiones internacionales, junto con las plantas de regasificación, formarían un solo mercado, separado del mercado de los almacenamientos subterráneos. Esto se debe a que, si bien en ambos casos se utilizan las infraestructuras para la inyección de gas al sistema, los almacenamientos subterráneos están orientados a proveer al sistema de una mayor flexibilidad y seguridad de suministro, mientras que las plantas de regasificación y las conexiones internacionales están orientadas a la importación de gas al sistema. No obstante, la definición exacta del mercado se ha dejado abierta.

(42) Las Partes consideran que dicha segmentación no es necesaria, ya que los almacenamientos de gas pueden ser considerados como una herramienta para el funcionamiento de otros mercados, más que un mercado en sí mismos. Esto se debe a que actúan como “áreas de balance” para el gas importado o producido que todavía no va a ser utilizado. No obstante, para ser exhaustivos, proporcionan cuotas de mercado considerando una posible segmentación del mercado.

VI.1.2. Mercado de desarrollo, producción y aprovisionamiento de gas natural

(43) La Comisión Europea ya ha considerado en ocasiones anteriores la existencia de un mercado de desarrollo, producción y aprovisionamiento (venta mayorista "aguas arriba") de gas natural. Este mercado incluye la explotación de las reservas de hidrocarburos para la obtención de gas no procesado y las ventas de productores a comercializadoras mayoristas.

(44) En precedentes nacionales se ha considerado de forma separada el mercado de exploración y producción de gas, por un lado, y el mercado de aprovisionamiento de gas a España, por otro. En el primero de los casos, y para el caso concreto del mercado de gas en España, la producción autóctona de gas es inferior al 1% del consumo de gas, por lo que únicamente se tendrá en consideración, como mercado mayorista aguas arriba, el mercado de aprovisionamiento. Éste está formado por las actividades mediante las cuales un operador mayorista de gas destina el gas para cubrir la demanda del mercado español. El gas se introduce en el sistema español bien por el propio operador mayorista o mediante la venta del gas en frontera al suministrador de gas.

(45) En precedentes europeos se ha estudiado la posibilidad de segmentar estos mercados mayoristas en base a la fuente de aprovisionamiento, distinguiendo entre (i) el aprovisionamiento a través de gasoductos internacionales, por los que la entrada de gas se produce en forma gaseosa, y (ii) el aprovisionamiento a través tanques cargados en buques metaneros, por los que la entrada de gas se produce en forma de gas natural licuado (GNL), quedando la definición exacta del mercado abierta.

(46) Las Partes consideran el mercado mayorista de aprovisionamiento como un único mercado, independientemente de la forma de aprovisionamiento, dado que el gas natural en estado gaseoso y el GNL (i) compiten directamente en el mercado, (ii) son plenamente intercambiables desde la perspectiva del comprador y (iii) en el caso del sistema gasista español, existe capacidad de elección entre ambas formas de aprovisionamiento.

(47) También se ha planteado en los citados precedentes la posibilidad de distinguir entre aprovisionamiento de gas natural con alto poder calorífico ("H-gas") y con bajo poder calorífico ("L-gas"). No obstante, el mercado de gas natural en España no incluye L-gas por lo que únicamente se aporta información del H-gas.

VI.1.3. Mercado de suministro mayorista de gas natural

(48) El mercado descendente de suministro mayorista incluye las ventas de gas que los operadores mayoristas realizan a los operadores minoristas u otros operadores mayoristas.

(49) Estas transacciones pueden realizarse en mercados OTC ("Over the Counter"), que suponen el 95% de las transacciones en España, o a través de mercados regulados. Las Partes sostienen que el mercado de suministro mayorista se debería considerar como un único mercado ya que, basándose en los motivos considerados por la CE en el asunto M.5467-RWE / ESSENT, el acceso a los mercados regulados es normalmente sencillo y existen motivos para creer que los precios en ambos canales son similares

(50) En España existen notables diferencias entre ambos mercados en términos de liquidez, transparencia, forma de negociación o productos negociados. No obstante, la definición de mercado puede dejarse abierta ya que, independientemente de la definición considerara, no se dan problemas de competencia.

VI.1.4. Mercado de distribución de gas

(51) La LSH define las instalaciones de distribución de gas natural como aquellos gasoductos que tienen por objeto conducir el gas hasta los puntos de consumo, partiendo de una red básica de transporte secundario.

(52) Así, la actividad de distribución de gas natural comprende la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de gas natural destinadas a situar el gas en los puntos de consumo.

(53) Los titulares de estas instalaciones deben permitir un acceso a las mismas a los consumidores directos del mercado y a los comercializadores que cumplan las condiciones exigidas. El precio por el uso de las redes de distribución vendrá determinado por los peajes, sujetos a aprobación administrativa.

VI.1.5 Mercado de suministro minorista de gas natural

(54) El mercado de suministro minorista de gas natural engloba las ventas de gas que los operadores mayoristas o minoristas realizan a los consumidores finales.

(55) Según el tipo de cliente, los precedentes europeos han considerado la posibilidad de sub-segmentar el mercado de suministro minorista de gas distinguiendo entre los sub-segmentos de (i) gas para la generación de electricidad, (ii) gas para grandes consumidores industriales (iii) gas para pequeños consumidores industriales y (iv) gas para consumidores domésticos y comerciales.

(56) No obstante, la CNMC, en sus informes anuales sobre el sector del gas, así como en precedentes, agrupa a todos los clientes industriales, al analizar el mercado en base a las características de la oferta y la demanda de cada segmento. A efectos de la presente Operación, se sub-segmentará dicho mercado distinguiendo entre: (i) gas para generación de electricidad, (ii) gas para consumidores industriales y (iii) gas para consumidores domésticos y comerciales.

(57) Respecto al precio por los servicios de comercialización, éste será el pactado entre las Partes (suministro a precio libre). No obstante, los consumidores de gas natural con un consumo anual inferior a 50.000 kWh pueden acogerse a la denominada tarifa de último recurso (TUR), cuyo valor se fija de forma administrativa y el Gobierno determinará los comercializadores obligados a prestar el servicio de suministro de último recurso.

VI.2. Mercado geográfico

VI.2.1. Mercado de infraestructuras de importación de gas

(58) Precedentes nacionales determinan que el ámbito geográfico de las infraestructuras de importación sería nacional, apoyando esta postura en las limitaciones de las interconexiones, así como en el hecho de que los mercados estén regulados a nivel nacional.

VI.2.2. Mercado de desarrollo, producción y aprovisionamiento de gas natural

(59) Los precedentes citados consideran que el ámbito geográfico relevante del aprovisionamiento de gas a España comprende al menos el Espacio Económico Europeo (EEE), Rusia y Argelia (enfoque en el que también coinciden las Partes). Sin embargo, a la vista de las principales fuentes de aprovisionamiento de gas a España, y siguiendo precedentes nacionales, el mercado geográfico incluiría, al menos, el EEE y los países productores de las cuencas mediterráneas y atlántica.

VI.2.3. Mercado de suministro mayorista de gas natural

(60) El ámbito geográfico sugerido por la Comisión Europea para el mercado mayorista secundario de gas sería nacional (o incluso mayor), si bien, en opinión de las Partes, la falta de capacidad de interconexión de España con otros mercados gasistas internacionales hace que el ámbito geográfico a considerar no vaya más allá del nacional y así queda también reflejado en precedentes nacionales.

VI.2.4. Mercado de distribución de gas

(61) De acuerdo con los precedentes nacionales, el ámbito geográfico del mercado de distribución de gas natural puede considerarse de tipo regional y vendrá delimitado por el área que abarque la autorización administrativa. De acuerdo al artículo 73.7 de la LSH, “las autorizaciones de construcción y explotación de instalaciones de distribución deberán ser otorgadas preferentemente a la empresa distribuidora de la zona. En caso de no existir distribuidor en la zona, se atenderá a los principios de monopolio natural del transporte y la distribución, red única y de realización al menor coste para el sistema gasista”.

VI.2.5. Mercado de suministro minorista de gas natural

(62) Las Partes proponen considerar un ámbito geográfico nacional para este mercado. Este enfoque es similar al empleado en otros precedentes europeos y nacionales.

VII. ANÁLISIS DEL MERCADO

(63) La presente operación afecta principalmente al mercado de infraestructuras de importación de gas, para el que se desarrollará el análisis referente a su estructura de oferta y demanda, barreras de entrada etc.

(64) No obstante, se proporcionan también las cuotas de mercado de mercados verticalmente relacionados, en los que NATURGY está presente. La Operación no tendrá impacto alguno en las cuotas de mercado de las Partes en los citados mercados verticalmente relacionados, al no afectar el cambio de control sobre MEDGAZ que origina la presente operación a la capacidad de transporte de dicho gasoducto asignada a cada operador, la cual está contratada por diferentes operadores desde antes de la Operación y hasta 2031, con posibilidad de prorrogar […].

VII.1. Mercado de infraestructuras de importación de gas

VII.1.1. Estructura de oferta y demanda

(65) Tras extraer el gas natural, este debe ser procesado para su transporte y distribución. En concreto, el gas natural se puede transportar directamente en

estado gaseoso, a través de gasoductos, o se puede transformar en GNL en plantas de licuefacción para transportarlo en tanques especiales que lo trasladan a almacenamientos subterráneos o a plantas de regasificación, donde el GNL vuelve a su estado gaseoso y es integrado en la red de gasoductos.

(66) En España existen seis gasoductos internacionales y seis plantas de regasificación[13]. Los gasoductos internacionales conectan la red gasista española con Francia (Larrau e Irún), Portugal (Badajoz y Tuy) y con el norte de África (Tarifa, a través del gasoducto Magreb-Europa[14], y Almería, a través del gasoducto MEDGAZ). Respecto a las plantas de regasificación[15], ENAGÁS es titular de cuatro de ellas y participa en un 50% en la planta situada en Bilbao y en un 72,5% en la planta situada en Sagunto[16].

(67) Los almacenamientos subterráneos son un elemento clave dada la fuerte dependencia de las importaciones de gas natural en España. Estos actúan como "área de balance" para el gas que es producido o importado a España pero que todavía no va a ser utilizado. En España existen cuatro almacenamientos subterráneos: Serrablo (Huesca), Gaviota (Vizcaya), Marismas (Huelva) y Yela (Guadalajara), todos operados por ENAGÁS salvo el almacenamiento de Marismas.

(68) Tradicionalmente, el gas natural en España se importaba principalmente a través de tanques de GNL, al haber un excedente de capacidad en las instalaciones de regasificación, siendo España el país europeo con más plantas de regasificación. No obstante, esta tendencia se invirtió de 2014 a 2018 por el incremento en la capacidad de las conexiones internacionales desde el desarrollo del gasoducto de MEDGAZ. Efectivamente, según el Informe de Supervisión del Mercado de Gas Natural en España, en 2018 el 57,4% del gas se importó vía gasoducto y el 42,6% vía tanques de GNL[17].

(69) A pesar de lo anterior, en 2019 esta tendencia se volvió a invertir drásticamente, dando lugar a que la proporción de gas natural importado vía gasoducto sea del 30% y vía tanques de GNL sea del 70%.

(70) Por otro lado, respecto al país de origen de las importaciones de gas natural, de las importaciones vía gasoducto el 82% se importó del norte de África (gas procedente de Argelia). No obstante, este porcentaje se reduce al 46,9% si se considera todo el gas importado al sistema gasista (tanto vía gasoducto como vía tanques de GNL).

[13] En Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugardos.

[14] EMPL (Europe Maghreb Pipeline Limited; 77,2% NATURGY, 22,8% GALP ENERGÍA) es la empresa encargada de la explotación comercial del transporte de gas en el tramo marroquí del gasoducto; METRAGAZ (76.68% NATURGY, 22,64% GALP ENERGÍA, 0,68% Oficina Nacional de Hidrocarburos y Minas del gobierno de Marruecos) realiza la operación y mantenimiento de las instalaciones del gasoducto por cuenta de EMPL.

[15] Se cuenta además con una planta de regasificación en El Musel (Asturias), actualmente en estado de hibernación.

[16] La capacidad total de regasificación de estas plantas ascendió en 2018 a 724.890 GWh.

IMPORTACIONES DE GAS VÍA GASODUCTO (GWh)				
País de origen	**2017**	**2018**	**% sobre total**	**% sobre gasoducto**
Argelia	161.243	184.097	46,90%	81,64%
Portugal	15	106	0,03%	0,05%
Nacional	419	1.061	0,27%	0,47%
Francia	44.084	40.230	10,25%	17,84%
TOTAL	**205.761**	**225.494**	**57,45%**	**100%**

Fuente: Elaboración propia en base al Informe de supervisión del sistema gasista (CNMC, 2018) e Informe sobre el sistema gasista español (Enagás, 2018)

(71) Respecto a los países de origen de las importaciones de gas en forma de GNL, estas proceden de 13 países distintos, si bien las procedentes de Nigeria y Qatar suponen conjuntamente el 50% de las importaciones en forma de GNL.

IMPORTACIONES DE GAS EN FORMA DE GNL (GWh)				
País de origen	**2017**	**2018**	**% sobre total**	**% sobre GNL**
Argelia GNL	26.767	16.850	4,29%	10,09%
Nigeria GNL	48.592	45.968	11,71%	27,53%
Qatar GNL	38.977	37.687	9,60%	22,57%
Perú GNL	39.441	19.295	4,92%	11,55%
T&T GNL	6.117	24.242	6,18%	14,52%
Noruega GNL	10.070	6.562	1,67%	3,93%
Angola GNL	3.111	1.033	0,26%	0,62%
EE. UU. GNL	8.543	3.020	0,77%	1,81%
Egipto GNL	1.127	-	-	-
Francia GNL	-	487	0,12%	0,29%
Países Bajos GNL	1.198	-	-	-
Bélgica GNL	-	896	0,23%	0,54%
Rusia GNL	-	9.761	2,49%	5,84%
República Dominicana GNL	-	338	0,09%	0,20%
Camerún GNL	-	863	0,22%	0,52%
TOTAL GNL	**183.943**	**167.002**	**42,55%**	**100%**

Fuente: Elaboración propia en base al Informe de supervisión del sistema gasista (CNMC, 2018) e Informe sobre el sistema gasista español (Enagás, 2018).

(72) En 2018, la capacidad total disponible[18] de las infraestructuras de importación (gasoductos y plantas de regasificación) ascendió a 1.104.049 GWh, de los cuales el 34,34% correspondió a la capacidad disponible de importación vía gasoducto y

[18] NATURGY tiene contratada actualmente un […] de toda la capacidad disponible.

el 65,66% correspondió a la capacidad disponible de importación de las plantas de regasificación.

CAPACIDAD DISPONIBLE DE IMPORTACIÓN DE GAS EN ESPAÑA		
Interconexión	**Unidades (GWh)**	**Cuota de mercado (%)**
Gasoducto África	[…]	[10-20]%
Gasoducto Francia	[…]	[0-10]%
Gasoducto Portugal	[…]	[0-10]%
Barcelona GNL T.	[…]	[0-10]%
Huelva GNL T.	[…]	[10-20]%
Cartagena GNL T.	[…]	[10-20]%
Bilbao GNL T.	[…]	[0-10]%
Sagunto GNL T.	[…]	[0-10]%
Mugardos GNL T.	[…]	[0-10]%
Mercado total	**1.104.414**	**100%**

Fuente: Elaboración propia en base a los datos aportados por la Notificante

(73) De esta capacidad disponible total, la capacidad de importación de MEDGAZ en 2018 fue de […] GWh, siendo su cuota de mercado del [0-10]% . Por su parte NATURGY tiene una capacidad contratada o reservada actualmente de un […] del total de la capacidad de todo el sistema, según datos de ENAGAS.

(74) No obstante, no toda la capacidad disponible o contratada es utilizada. En efecto, los propietarios de las infraestructuras ofrecen capacidad y los proveedores mayoristas contratan dicha capacidad para importar gas a España, que posteriormente utilizarán o no.

(75) La demanda de gas está compuesta por grandes operadores mayoristas que actúan como importadores nacionales de gas y luego transportan y distribuyen el gas desde las distintas instalaciones de almacenamiento o puntos de interconexión a otros mayoristas o minoristas.

(76) La demanda está directamente relacionada con el uso de la capacidad de las infraestructuras de importación. En 2018, de los 1.104.414 GWh de capacidad disponible, únicamente se utilizaron 392.496 GWh (un 35,53%), quedando el 64,47% de la capacidad disponible libre. Respecto a las Partes, NATURGY utilizó […] GWh y SONATRACH […] GWh, por lo que sus cuotas de mercado respecto a la capacidad utilizada total en España fueron del [40-50]% y del [20-30]%, respectivamente, siendo su cuota conjunta del [60-70]%.

(77) MEDGAZ cuenta con una capacidad total disponible de transporte de gas de 8.720 metros cúbicos anuales (BCM), la cual ya está contratada hasta 2031. En 2021 está prevista una ampliación de la capacidad hasta los 10,9 BCM, de la cual […] BCM y […] BCM ya han sido contratados para el periodo […] y […], respectivamente. Por

lo tanto, la capacidad disponible para el periodo […] es de […] BCM y de […]BCM para el periodo […][19].

(78) Las Partes defienden que la capacidad de MEDGAZ también está contratada por terceras partes que no forman parte del accionariado de MEDGAZ ([…]) y tras la operación, más del 40% de la capacidad de transporte de MEDGAZ estaría asignada a terceros no vinculados con la compañía (puesto que CEPSA dejará de ser accionista).

(79) Según los datos aportados por la Notificante, el uso actual de la capacidad de transporte del gasoducto MEDGAZ (medido en billones de metros cúbicos –BCM-) está distribuido de la siguiente manera: […]

VII.1.2 Fijación de precios

(80) Respecto a la importación de gas natural a través de gasoductos, cabe distinguir entre el acceso a los puntos de interconexión y el acceso a los gasoductos de transporte internacional.

(81) El acceso a la interconexión está gestionado por ENAGÁS, existiendo dos procedimientos de asignación de capacidad de interconexión. En el caso de conexiones con países pertenecientes a la UE, el mecanismo de asignación está sometido a regulación europea y se asigna la capacidad mediante un procedimiento de subasta. En el acceso a las interconexiones con países no miembros de la UE, ENAGÁS gestiona el sistema de asignación de capacidad en base al orden de recepción de las solicitudes.

(82) En cuanto a la capacidad de transporte de los gasoductos de interconexión, en el caso presente, la asignación de la capacidad del gasoducto MEDGAZ se realiza en base a negociaciones bilaterales entre MEDGAZ y los operadores que deseen introducir gas en el sistema gasista español a través de esta infraestructura.

VII.1.3 Barreras a la entrada

(83) Las Partes reconocen la existencia de ciertas barreras de entrada en algunos de los mercados mencionados.

(84) En el caso del mercado de infraestructuras de importación, destaca la necesidad de llegar a acuerdos a largo plazo entre los países que están conectados a una misma infraestructura, así como la necesidad de disponer de cierta base de conocimiento para la operación de un gasoducto o una base financiera suficiente para la contratación de GNL vía buques metaneros.

(85) En el mercado de aprovisionamiento, las Partes destacan la necesidad de disponer de una escala mínima eficiente que garantice la importación con objeto de hacer frente a los costes fijos derivados de la importación y ayude a hacer frente a la volatilidad de la demanda y los precios del gas. Sin embargo, este riesgo puede compensarse en parte con la existencia de mercados organizados con liquidez en los productos de entrega más próxima (en el que poder realizar operaciones de cobertura) o la posibilidad de adquisición de GNL de forma discontinua.

[19] Además, la notificante informa de que aún hay […] BCM disponibles procedentes de la capacidad inicial de transporte, disponibles para terceros interesados.

(86) Las Partes consideran que no existen especiales dificultades para acceder a los mercados mayoristas secundarios organizados de gas.

VII.2 Cuotas de mercados de las partes en mercados verticalmente relacionados.

VII.2.1. Mercado de desarrollo, producción y aprovisionamiento de gas natural

(87) Dado el reducido volumen de gas natural producido en España (inferior al 1% del volumen de demanda nacional), el mercado de aprovisionamiento corresponde prácticamente en su totalidad al mercado de importación de gas y, por tanto, está también ligado a la capacidad utilizada de las infraestructuras de importación de gas.

(88) De tal manera, como ya se ha mencionado, NATURGY importó un total de […] GWh de gas en 2018 y SONATRACH un total de […] GWh de gas, siendo sus cuotas de mercado del **[40-50]%** y del [**20-30]%,** respectivamente, y su cuota conjunta del **[60-70]%** respecto a la capacidad total utilizada en España.

VII.2.2. Mercado de suministro mayorista de gas natural

(89) En 2018 se negociaron un total de 526.807 GWh de gas natural, de los cuales 498.138 GWh se negociaron en mercados OTC y 28.669 fueron negociados en mercados organizados[20].

(90) El volumen de gas natural negociado por NATURGY en el mercado OTC en 2018 ([…] GWh) supuso el **[10-20]%** del volumen negociado en este mercado. Por su parte, el volumen negociado por NATURGY en los mercados organizados supuso un **[0-10]%** del volumen negociado en estas plataformas en 2018.

VII.2.3. Mercado de distribución de gas natural

(91) En 2018, NEDGIA, distribuidora del grupo NATURGY, fue la principal distribuidora de gas natural en España. Efectivamente, NEDGIA cuenta con el **68%** de los puntos de suministro (5.391.900), seguida de NORTEGAS (12%), MADRILEÑA RED DE GAS (11%), REDEXIS (7,5%) y GAS EXTREMADURA (1%). Además, NEDGIA fue la distribuidora de gas mayoritaria en 9 Comunidades Autónomas, siendo también propietaria de las redes de distribución (Andalucía, Castilla – León, Castilla- La Mancha, Cataluña, Galicia, La Rioja, Navarra y la Comunidad Valenciana y Madrid)[21].

(92) Por otro lado, tras las desinversiones de redes de distribución realizadas por ENDESA a favor de REDEXIS y de EDP a NORTEGAS, ya solo queda NATURGY como grupo de distribución de gas con un modelo verticalmente integrado en distribución y comercialización de gas, en las 9 Comunidades Autónomas anteriormente mencionadas[22]. NEDGIA fue así mismo la compañía líder en incremento de nuevos puntos de suministro con +32.000 puntos de suministro (+0,6% sobre su base de puntos de suministro), seguido de REDEXIS +25.000 (+4,4%), MADRILEÑA RED DE GAS con +12.500 puntos de suministro (+1.4%),

[20] 24.261 Gwh en el Mercado Organizado del Gas (MIBGAS); 1.433 GWh en BME Clearing; 977 GWh en OMIP y 1.998 en MIBGAS Derivatives.

[21] Fuente: Informe de supervisión del mercado de gas natural en España (2018); CNMC

[22] Fuente: Informe de supervisión del mercado de gas natural en España (2018); CNMC

NORTEGAS +10.000 (+1,0%) y, finalmente, GAS EXTREMADURA con 1.000 nuevos puntos de suministro (+1,6%).

VII.2.4 Mercado de suministro minorista de gas natural

(93) La venta de gas a consumidores finales se lleva a cabo por los comercializadores, sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros en los términos establecidos en la normativa, adquieren el gas natural para su venta a plantas de generación de energía eléctrica, clientes industriales o clientes domésticos y comerciales.

(94) La demanda final de gas natural en España en 2018 fue de 347.850 GWh, la cual se distribuyó de la siguiente manera[23]: el consumo de gas para generación eléctrica en centrales térmicas supuso el 18% del total, el consumo industrial el 61% y el consumo doméstico y comercial el 21%.

(95) Las cuotas de mercado[24] se calculan considerando conjuntamente los tres tipos de clientes anteriormente mencionados (plantas de generación eléctrica, clientes industriales y clientes domésticos y comerciales). Por **volumen de ventas en el mercado minorista**, NATURGY fue la principal comercializadora, con una cuota de mercado del **38,25%,** seguida de Endesa (16,89%), Iberdrola (7,78%), UFG Comercializadora (6,92%) y CEPSA (5,65%). El resto de grupos comercializadores tienen una cuota inferior al 5% y una cuota conjunta de 24,5%. Asimismo, por tipo de consumidores, el grupo NATURGY también fue líder en los tres segmentos mencionados, con cuotas de mercado por volumen de ventas del **28,2%** en el suministro de gas natural para generación eléctrica, del **37,6%** en el suministro de gas natural al sector industrial y del **48,3%** en el suministro de gas natural para el sector doméstico-comercial[25].

(96) Por otro lado, por **número de clientes**, la cuota de mercado de NATURGY en 2018 fue del **53,1%** en el mercado de comercialización, con 4.185.258 clientes (de los cuales 2.896.427 correspondieron al suministro a precio libre (46,1% de cuota de mercado) y 1.288.831 fueron suministrados al precio fijado en la TUR (81,1% de cuota de mercado).

(97) Cabe destacar que las empresas del grupo NATURGY son las únicas que mantienen un modelo de integración vertical de actividades de distribución y comercialización, de forma que tienen una cuota de mercado próxima o superior al 50% en el mercado de comercialización en aquellas Comunidades Autónomas en las que son también los distribuidores principales.

(98) Por otro lado, la presencia de SONATRACH en el mercado de suministro minorista de gas natural es mínima, siendo su cuota de mercado por volumen de ventas en 2018 del 1,05%.[26] SONATRACH solo suministra gas a consumidores con un consumo anual superior a 50.000 kWh.

[23] Fuente: Informe de supervisión del mercado de gas natural en España (2018); CNMC

[24] Fuente: Informe de supervisión del mercado de gas natural en España (2018); CNMC

[25] Fuente: Informe de supervisión del mercado de gas natural en España (2018); CNMC

[26] Fuente: Informe de supervisión del mercado de gas natural en España (2018); CNMC

VIII. VALORACIÓN DE LA OPERACIÓN

(99) La operación consiste en la adquisición de control conjunto por parte de NATURGY y SONATRACH sobre el gasoducto MEDGAZ. Este gasoducto supone un [0-10]% de la capacidad total de importación de gas al sistema gasista español y el [20-30]% de la importación de gas vía gasoducto.

(100) Tras la operación, NATURGY y SONATRACH acapararán el control de las interconexiones gasistas por gasoducto con el norte de África, por las cuales transita el gas procedente de Argelia[27]. Este gas procedente de Argelia, a través de las interconexiones con el norte de África, supone aproximadamente el [40-50]% del gas importado a nuestro país y el [80-90]% del gas natural importado vía gasoducto.

(101) Según la información aportada por la Notificante, mediante la presente operación NATURGY no busca acaparar una mayor capacidad de importación de gas a futuro, sino optimizar la relación propiedad de gasoducto/gas transportado. Por ello insiste en que la capacidad está asignada por contratos con accionistas y terceros hasta 2031, prorrogables […], y que es precisamente los ingresos estables y predecibles derivados de dicha asignación a largo plazo el principal atractivo económico de la operación. Prueba de ello es que aún existe cierta capacidad disponible ([…] BCMs adicionales entre […] y […] y […] BCMs adicionales entre […]) para cualquier tercer competidor interesado.

(102) El control sobre las infraestructuras se refiere en todo caso a la titularidad de las mismas. Con la presente Operación, NATURGY no adquirirá ningún poder de mercado que le permita influir en los mercados aguas abajo, ni le proporcionará nueva capacidad de importación. Como se ha mencionada la capacidad ya está asignada con contratos a largo plazo y, una vez realizada la operación, más del 40% de la capacidad contratada corresponderá a empresas ajenas a la compañía. Además, en un futuro NATURGY tendrá que llegar a acuerdos con SONATRACH para poder obtener más suministro de gas.

(103) Por otro lado, las importaciones de gas en España no se limitan al gasoducto MEDGAZ, sino que España tiene un total de 6 gasoductos internacionales, además de las importaciones de gas en forma de GNL a través de tanques especiales. El porcentaje de gas natural importado a España vía gasoducto frente al gas importado en forma de GNL ha ido variando durante los últimos años y, si bien en 2018 el 57,5% del gas se importó a través de gasoductos, las previsiones para 2019 apuntan a que sólo un 30% del gas se importó por esta vía y el 70% en forma de GNL a través de tanques.

(104) Respecto a la capacidad utilizada de importación de gas natural, en 2018 se empleó el 35,6% de la capacidad disponible (59,5% en el caso de los gasoductos y 23% en el caso de las plantas de regasificación), quedando un 64,4% a disposición de los operadores para su contratación.

(105) A este dato hay que añadir una cada vez mayor convergencia de los precios de gas

[27] Desde Argelia también se importa gas natural en forma de GNL (16.850 GWh en 2018; 4,3% de todo el gas natural importado en dicho año).

natural y del gas natural licuado (éste último era tradicionalmente más caro). Las referencias de precios del GNL en Europa y Asia se encuentran actualmente en mínimos históricos, lo que, unido al grado de disponibilidad de las infraestructuras de transporte, aumenta el grado de sustituibilidad a la hora de elegir una u otra forma de aprovisionamiento.

(106) Por otro lado, la CNMC ha analizado recientemente la importancia del gasoducto MEDGAZ para el suministro de gas a España, concluyendo que, la demanda nacional podría ser cubierta con el resto de instalaciones del sistema gasista español y que la capacidad de entrada que proporciona a día de hoy MEDGAZ no resulta indispensable a corto plazo, y tampoco parece que pueda serlo en el medio plazo si no cambiaran sustancialmente las condiciones actuales. Por ello, el uso que se haga de este gasoducto no debería de poner en grave peligro la seguridad del sistema, siempre que hubiera suficientes aportaciones de gas por el resto de infraestructuras.

IX. PROPUESTA

En atención a todo lo anterior y en virtud del artículo 57.1 de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia se propone **autorizar la concentración en primera fase,** en aplicación del artículo 57.2.a) de la Ley 15/2007, de 3 de julio, de Defensa de la Competencia.