

## **CAPÍTULO TERCERO**

# **EL MERCADO DEL GAS NATURAL**

## EL MERCADO DEL GAS NATURAL

Por PEDRO MORALEDA GARCÍA DE LOS HUERTOS

### INTRODUCCIÓN

Cuando se habla de fuentes de energía, suele decirse que el siglo XIX fue el siglo del carbón, el XX el del petróleo y que el XXI será el siglo del gas natural. El consumo de gas en el mundo representa ya el 24% del consumo de energía primaria. Es decir, que casi una de cada cuatro unidades energéticas consumidas es gas natural. Según el *BP Statistical Review 2001* la demanda de gas ascendió a 2.164 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MTEP) en el año 2000. Esto confirma que en pocos años el gas natural se ha convertido en la energía primaria más importante tras el petróleo.

La demanda de esta fuente de energía es la que más rápidamente está creciendo en el mundo en las últimas décadas. A título de ejemplo, la cuota del gas natural en el balance de energía primaria de la Unión Europea (UE) ha pasado del 2% en el año 1960, al 23% en 2001. Tres factores principalmente explican este rápido crecimiento en el uso del gas. Sus ventajas medioambientales respecto a otras energías fósiles, ya que su combustión produce menos contaminantes y residuos. Su alta eficiencia energética en muchas aplicaciones industriales y, especialmente, en la generación eléctrica, tanto en centrales de ciclo combinado como en instalaciones de cogeneración. En tercer lugar, sus abundantes reservas: en enero de 2001 las reservas probadas de gas natural en el mundo eran suficientes para atender la demanda de gas durante cerca de 70 años. Están mejor distribuidas que las del petróleo y, hasta ahora, la relación entre reservas y consumo ha crecido cada vez que se han actualizado las cifras.

El gas natural se ha convertido, así, en la alternativa energética puente hacia un futuro sostenible, hacia un futuro en el que las energías renovables puedan alcanzar una cuota significativa de la demanda total de energía, o hasta que la tecnología nuclear pueda superar los inconvenientes que actualmente limitan su potencial de desarrollo. El gas natural está también muy vinculado a los desarrollos tecnológicos más prometedores en el campo de la energía como las pilas de combustible, la generación distribuida e incluso la economía del hidrógeno.

El optimismo respecto al futuro del gas se ve reflejado en los escenarios que frecuentemente elaboran los institutos, públicos o privados, para el análisis de tendencias en la demanda de energía: en el caso del gas los escenarios de demanda futura son excelentes o buenos, bajo cualquier premisa que se considere; en ningún caso aparecen escenarios negativos o incluso moderados. Parece que solamente un importante, e inesperado, descubrimiento tecnológico en el campo de la energía podría cambiar estas previsiones tan positivas de desarrollo del gas, al menos dentro del marco temporal definido en estas páginas (2020). A pesar de su importancia actual y de las perspectivas descritas, el sub-sector del gas natural es el menos conocido dentro del sector de la energía. Su cuota de notoriedad no ha avanzado tan rápida como su cuota de mercado. Las empresas gasistas puras no tienen el protagonismo en los medios de comunicación que las grandes empresas petroleras y no se ha escrito todavía mucho sobre esta relativamente nueva fuente de energía.

Este capítulo pretende aportar alguna información sobre el mercado del gas natural en diversos epígrafes pero en dos grandes apartados. En el primero, se explican algunas de las características específicas de este mercado y la importancia actual y futura del gas natural en Europa y, especialmente, en la cuenca del Mediterráneo. Se analizan las principales fuentes de suministro de gas al sur de Europa y sus posibilidades de desarrollo en el plazo de los próximos 20 años. En el segundo apartado, se trata de la seguridad de suministro de gas, de los factores que pueden contribuir al mantenimiento de un suministro estable a medio y largo plazo y de las acciones que se podrían emprender para que el nuevo entorno competitivo que se está implantando en la Unión Europea no suponga un riesgo sino un factor que contribuya a reforzar la seguridad y continuidad en el suministro de gas. Dentro de este análisis se dedica asimismo particular atención al mercado español de gas natural, al crecimiento previsto de su demanda y a sus fuentes y medios de aprovisionamiento.

## EL MERCADO DEL GAS

### Características generales

Por diversas razones, quizás la más importante el alto coste de transporte del gas, actualmente no se puede hablar de un mercado de gas mundial sino de una serie de mercados regionales, apenas conectados entre sí y configurados por la cercanía entre los puntos de producción y los de consumo. La Unión Internacional de la Industria del Gas, ha delimitado en número de siete estos mercados regionales, caracterizados por su agrupación geográfica y por los intercambios comerciales internos: África, Oriente Medio, Asia y Oceanía, Europa del Este y Norte de Asia, Europa Occidental y Central, Norteamérica y Sudamérica.

La disponibilidad, por tanto, de medios de transporte económicos es esencial para la configuración y desarrollo de los mercados. El gasoducto es el medio de transporte más económico con que cuenta el mercado europeo, aunque por esta vía no es posible trasladar el gas entre los grandes mercados regionales. Solamente los gasoductos Argelia-Túnez-Italia (*Transmed*), primero, y Argelia-Marruecos-España (*Gasoducto Magreb-Europa, GME*), después, consiguieron franquear la barrera del Mediterráneo entre dos continentes. Una consideración más detallada de estas infraestructuras se recoge más adelante en el capítulo 5.

A partir de los años sesenta apareció en este mar un sistema alternativo para el transporte gas: el gas natural licuado (GNL) en buques metaneros. Este método requiere transformar el gas a su forma líquida. El gas natural se licúa a  $-160^{\circ}\text{C}$ , comprimiéndose hasta ocupar tan sólo 1/600 de su volumen en fase gaseosa y permitiendo así el almacenamiento y transporte de importantes cantidades de energía en volúmenes reducidos. Al llegar al puerto de destino se descarga el GNL en los tanques de almacenamiento y, mediante la aportación de calor, se transforma de nuevo el gas natural licuado en fase gaseosa para emitirlo a los gasoductos de distribución. Aunque este proceso de licuefacción y posterior regasificación implica unos costes que hacen que el GNL difícilmente pueda competir con el que viene por gasoducto, ofrece ventajas que pueden llegar a compensar su mayor coste, especialmente para los países mediterráneos como más adelante se explica.

La Agencia Internacional de la Energía ha hecho una comparación entre los costes de ambos medios de transporte que se muestra en el

Gráfico 1 (ver Anexo A). En él se señala el punto de equilibrio entre el transporte por gasoducto y por buque metanero. La evolución de los costes de ambos sistemas de transporte en los últimos años apunta a que hay más posibilidades de reducir costes en el transporte de GNL que en el transporte de gas por gasoducto. Además, a medida que se vayan agotando las reservas de los yacimientos más cercanos a los mercados, el GNL llegará a ser una opción esencial para el transporte de gas.

La puesta en marcha de un proyecto de producción y transporte de gas natural requiere un largo plazo de tiempo desde la toma de decisión hasta la llegada del gas al mercado, normalmente superior a los cinco años y exige, por otra parte, una gran inversión inicial. Para afrontar estos grandes proyectos se constituyeron en la mayoría de los países empresas gasistas integradas que, en régimen de concesión administrativa y con capital público en muchos casos, construyeron las infraestructuras de transporte y distribución, negociaron acuerdos con productores externos de gas y aseguraron el suministro al mercado. Para compartir los riesgos implícitos, las partes contratantes, el productor/vendedor y el consumidor/comprador, firman contratos de suministro a largo plazo con características muy específicas. Una de ellas es su duración, que suele ser superior a 20 años, a veces incluso de 30 años. Otras son las cláusulas denominadas “take-or-pay”, por las que el volumen contratado cada año ha de pagarse al productor, tanto si se retira como si no. También se incluyen otras como las cláusulas de destino, que prohíben la reventa de ese gas en otros mercados.

Mediante estos contratos el vendedor asegura la retirada de su producción anual y que otros clientes suyos de mercados vecinos no compiten entre sí. El comprador, por su parte, asegura un flujo continuo de gas a precio competitivo en su mercado. Las entidades financieras consiguen la garantía de recuperar sus inversiones a lo largo del plazo del contrato de suministro. Este sistema de garantías mutuas ha permitido la asignación de ingentes recursos económicos a la construcción de infraestructuras gasistas, lo que ha sido el factor esencial para la creación y el rápido desarrollo de los mercados de gas en todo el mundo.

El precio de suministro en los contratos a largo plazo presenta, también, otra singularidad. En los mercados no plenamente competitivos como los de la Europa continental no existe un precio internacional de referencia. Los precios tampoco están en función del coste del gas sino que se fijan individualmente para cada mercado. El precio de entrega del

gas en frontera se determina teniendo en cuenta el precio de las energías con las que el gas tiene que competir en ese mercado. A partir de ese precio de entrega se deducen los costes de toda la cadena de suministro y se llega a la renta que percibe el productor. Los costes de esa cadena de suministro incluyen los de producción de gas en cada zona y su transporte a través de gasoducto, incluyendo los peajes o tarifas de tránsito a través de países terceros. En el caso del GNL, incluyen los costes de producción, licuefacción, transporte marítimo y regasificación. Cuando la distancia entre los puntos de producción y consumo hace que los costes de la cadena de suministro superen el precio de la energía con la que el gas natural compite en el mercado, el suministro, a ese mercado desde esa fuente, no es viable económicamente.

A diferencia de la electricidad, el gas natural siempre ha tenido que competir con energías alternativas. Hasta ahora, las energías competitivas por excelencia con el gas natural han sido los derivados del petróleo: gasóleo, fuelóleo, butano, propano... Por esta razón, el precio del gas en los contratos de suministro a largo plazo está referenciado al precio del crudo o sus derivados en los mercados internacionales. Es posible que el creciente uso del gas en otras aplicaciones, fundamentalmente en generación eléctrica, introduzca nuevas referencias para su precio. También es posible que la incipiente competencia entre suministradores, propiciada por el proceso liberalizador y por la emergencia de un mercado más líquido de gas, puede acercar los precios de venta a los precios de coste, lo que es característico de mercados competitivos.

El proceso de liberalización aludido, que no sólo está teniendo lugar en Europa sino en todo el mundo y con patrones semejantes, cambiando la organización empresarial del sector: las concesiones administrativas con derechos exclusivos desaparecen por ser contrarias a las normas de la competencia y las empresas gasistas integradas se ven obligadas a separar sus negocios logísticos o de transporte de los comerciales para poner el transporte a disposición de todos.

## **Sectores consumidores de gas natural**

El gas natural no necesita transformación para su utilización. Se usa prácticamente tal cual se extrae de los yacimientos y sirve tanto como energía primaria para la generación de otras energías finales como la eléctrica, y como energía final para consumo en los hogares y en otras apli-

caciones industriales. De hecho, su uso como combustible para calefacción permitió la rápida introducción del gas en buena parte de Europa. Sin embargo, últimamente la demanda del sector industrial está creciendo más rápidamente y ya es el primer mercado para el gas natural, tal como se muestra en el Gráfico 2 (ver Anexo A). Dentro del sector los principales consumidores de gas son la industria química, metalúrgica, papelera, de cerámica y vidrio, textil y de alimentación.

Muchas de estas industrias disponen de instalaciones de cogeneración, instalaciones donde el gas es el combustible preferido y en las que se alcanzan rendimientos energéticos muy altos, mediante la producción combinada de calor y electricidad. En centrales térmicas estaba prohibido hasta fechas relativamente recientes “quemar” gas para la generación eléctrica, por considerarse este combustible fósil demasiado noble para este uso. Pero tras el levantamiento de esta prohibición y, sobre todo, tras la entrada en escena de las centrales de generación de ciclo combinado a gas, el mercado eléctrico se está convirtiendo en uno de los primeros consumidores de gas natural. La razón es que el rendimiento de las centrales de ciclo combinado a gas es muy alto: se alcanzan niveles de eficiencia energética en torno al 57%. Si a esto añadimos que producen menos emisiones contaminantes que las equivalentes de carbón o petróleo, que el coste del kilovatio instalado en este tipo de centrales es menor que el de las centrales térmicas convencionales, que el plazo de puesta en marcha de las mismas es más corto y que ocasionan menor rechazo social, se entiende el rápido crecimiento en el número de centrales de este tipo y la gran demanda prevista de gas para el sector eléctrico.

También está presente el gas natural en el sector del transporte aunque aún de forma muy modesta. Se utiliza gas comprimido para la propulsión de motores y tiene reconocidas ventajas en autobuses urbanos donde el espacio para almacenar el gas no es un problema, al tiempo que sus niveles de emisiones nocivas son muy inferiores a las de los vehículos semejantes de gasoil o gasolina. No es ésta su única aplicación en automoción, ya que hay buen número de automóviles particulares en el mundo movidos con gas natural. Aparte de la escasez de puntos de suministro para los vehículos a gas, lo que está retrasando su desarrollo en automoción es la duda sobre cuál será la tecnología del futuro. Puede que no sea la del gas comprimido sino la de las pilas de combustible, tecnología en la que el gas natural tendrá, también, un papel muy importante.

La distribución de las ventas por sectores es diferente en los mercados emergentes. En Portugal, Grecia y Turquía han sido los proyectos eléctricos los que han justificado las inversiones en infraestructuras gasistas. A partir de esas infraestructuras se inició después la distribución de gas a los sectores industriales y residenciales.

No obstante, aunque las redes de gas se extiendan hasta llegar a gran parte de la población, el uso del gas para calefacción en el sur de Europa difícilmente alcanzará la importancia que en el resto del continente, entre otras razones por la más favorable climatología en estos países. Este pronóstico podría resultar erróneo si se empezara a utilizar el gas como alternativa a la electricidad para refrigeración y aire acondicionado.

En el caso de España, el sector industrial ha sido el motor del desarrollo del mercado gasista, ya que este combustible apenas se ha utilizado hasta ahora en generación eléctrica y por la fuerte implantación del butano, propano y el gasóleo para usos domésticos y comerciales. Actualmente el mercado industrial representa más de dos tercios de la demanda total de gas en España.

## **El gas natural como fuente de energía en Europa**

En línea con lo que ocurre en el resto del mundo, en el conjunto de la Unión Europea el gas natural sirve para atender casi la cuarta parte de sus necesidades de energía primaria. En 2001 supuso precisamente el 23% de la demanda total, lo que significa que se consumieron 327 MTEP de gas natural según la Asociación Europea del Gas (*Eurogas*). El mercado del gas natural en Europa se ha desarrollado prácticamente en los últimos 40 años y el ritmo de crecimiento de la demanda ha sido, aquí también, superior al del resto de las energías primarias convencionales. Pero tanto el porcentaje de crecimiento como su importancia en la balanza energética es muy diferente de un país a otro dentro de la Unión. En los Gráficos 3 y 4 (ver Anexo A) se muestran los consumos de gas por países y el porcentaje que representan sobre la demanda de energía primaria en cada uno de ellos.

Hay países como Holanda y el Reino Unido donde el gas natural supone casi la mitad del consumo de energía primaria, y otros como Grecia, Portugal y Suecia donde no llega al 10%. Estas diferencias se deben fundamentalmente a la disponibilidad de recursos propios de gas, pero también a la cercanía de los yacimientos y a la mayor o menor integración de los mercados en las redes europeas de gasoductos. De hecho, la falta de



conexiones con los grandes gasoductos europeos ha obligado a los países periféricos del sur de la Unión a buscar medios alternativos de suministro, y a tener que acudir al GNL para desarrollar sus mercados de gas. Una excepción entre estos Estados es la de Italia. Allí el gas natural tiene una gran importancia en el balance energético porque contaron con suficientes reservas propias para crear un mercado y porque, a partir de ahí, establecieron conexiones por gasoducto con proveedores tan importantes como Rusia y Holanda y, posteriormente, con Argelia. Francia es otro de los países mediterráneos donde la cuota del gas es inferior a la media europea pero, en este caso, no son la falta de conexiones ni de gas propio lo que ha limitado su crecimiento, sino quizás su apuesta por la energía nuclear, que ha permitido el suministro de electricidad al mercado interior a precios estables y muy competitivos.

En otros países del sur de Europa, como España, Grecia y Portugal, el mercado del gas se ha desarrollado más recientemente y se registran ahora los mayores índices de crecimiento de la demanda. Concretamente en España, la demanda de gas ha crecido a un ritmo medio anual del 12% en la última década. Aunque se iniciaron las importaciones de GNL desde Libia en 1969, el gran desarrollo del mercado se produjo a partir de 1985. La entrada en operación del GME, en 1996, significó la consolidación del gas como una de las principales fuentes de energía en España. En el Gráfico 5 (ver Anexo A) se puede ver la evolución histórica de las ventas y en el 6 (ver Anexo A), la de la cuota del gas sobre la energía primaria en España, comparada con la Unión Europea. Como se aprecia, la cuota del 13% actual está aún lejos del 23% de la Unión, lo que muestra las amplias posibilidades de crecimiento del gas natural en nuestro país.

Para completar el análisis de la demanda de gas natural en Europa hay que tener en cuenta el mercado en los países candidatos a ingresar en la Unión. Puesto que el presente capítulo abarca un ámbito temporal hasta el año 2020, consideramos que, a esa fecha se habrán incorporado Estonia, Letonia, Lituania, Polonia, República Checa, Eslovaquia, Hungría, Eslovenia, Rumania, Bulgaria, Turquía, Chipre y Malta. El consumo de gas en el conjunto de estos países actualmente no alcanza los 70 MTEP por año, es decir, en torno a la quinta parte del consumo total en la Unión Europea. Sólo en uno de estos países, Turquía, la demanda ha crecido mucho en los tres últimos años y ya llega a representar el 25% de los 70 MTEP citados. En los demás países, la demanda no ha evolucionado apenas en la pasada década debido a la situación de estancamiento económico, aunque parece que esta situación ha comenzado a cambiar últimamente.

## **Evolución del consumo de gas en la Unión Europea**

Según estimaciones de la propia industria, la demanda de gas en la Unión Europea pasará de los 327 MTEP actuales a 430 en el año 2010 y a 470 en 2020. Es decir, que al final de la presente década el consumo de gas natural aumentaría en un 30%, y en un 9% en la década siguiente con ritmos de crecimiento anuales del 3% y del 1% respectivamente (tal como recoge el Gráfico 7 en Anexo A). Estas estimaciones de la industria son prudentes, a pesar de su magnitud. Especialmente prudente parece la estimación de demanda en el año 2020 si se tiene en cuenta el potencial de crecimiento de los mercados emergentes y de los mercados en desarrollo, el gran aumento previsto en el consumo de gas para generación eléctrica y sus perspectivas de utilización en nuevas tecnologías e incluso en el sector del transporte. Por mucho que mejorara la eficiencia energética en este periodo, es poco probable que llegara a casi estabilizarse el consumo de gas en Europa, cual sería el caso de un crecimiento del 9% en un periodo de diez años. La experiencia de varios años realizando estimaciones de demanda de gas a largo plazo demuestra que cada vez que se actualizan éstas, se aumentan las cifras previstas en la estimación anterior.

Tomando, sin embargo, por buenas estas previsiones, la cuota del gas natural sobre el total de energía primaria en la UE pasaría del 23% actual al 25% en 2010, y al 27% en 2020. Por sectores de consumo la evolución de la demanda de gas sería la indicada en el Gráfico 8 (ver Anexo A). De esta previsión de Eurogas hay que destacar el crecimiento de la demanda de gas para generación eléctrica. Aunque en el gráfico se consideran las ventas a instalaciones de cogeneración como ventas al sector industrial, ya que no es fácil estimar qué porcentaje del gas utilizado en estas instalaciones se destina a la producción de vapor y cuál a la producción eléctrica, sumando las ventas de gas a ambos tipos de instalaciones Eurogas estima que más del 40% de la demanda total se destinará a producir electricidad en el año 2020. Por su parte, las previsiones de la Comisión Europea respecto al papel del gas natural en la generación eléctrica son aún superiores. El *Libro Verde* sobre seguridad de suministro de energía estima que casi la mitad de la energía eléctrica producida en la UE al final del periodo considerado, es decir en el año 2020, se hará a partir del gas natural, y que el sector eléctrico representará casi la mitad, el 45% concretamente, del consumo total de gas en ese año.

Ambas estimaciones confirman dos cosas. Por una lado, que la generación de electricidad va a ser el principal motor de la demanda de gas

durante las dos próximas décadas. Por otra, que la cobertura de la demanda eléctrica en el futuro y la continuidad en su suministro van a depender, en parte, de la disponibilidad de gas. Está surgiendo una dependencia de la electricidad respecto al gas, dependencia que algunos ven como causa de preocupación en el debate sobre seguridad de suministro. Otros, sin embargo, consideran que el mayor protagonismo del gas en la generación eléctrica contribuirá a la diversificación y equilibrio de las materias primas utilizadas para la generación, ya que menos de la quinta parte de la electricidad producida ahora en los países miembros utiliza el gas como materia prima. Podría incluso existir una sinergia entre las dos energías porque no siempre coinciden las puntas de demanda de ambas. Esta falta de coincidencia ocurre especialmente en los mercados mediterráneos, donde se producen puntas de demanda eléctrica en verano, estación en que la demanda de gas para calefacción es mínima.

En cuanto al futuro de la demanda de gas en España, se estima que se duplicará antes del año 2020. También en este caso las previsiones de crecimiento de demanda se vienen actualizando al alza cada año, fundamentalmente por las crecientes expectativas de utilización del gas en generación eléctrica. Aunque se trate de ser prudentes en las previsiones del volumen de gas que se va a dedicar a generación eléctrica, no se puede dejar de considerar que hay proyectos para centrales de ciclo combinado a gas por más de 20.800 megavatios de potencia, a instalar en España antes de 2010, según el Informe Marco de la Comisión Nacional de la Energía sobre Demanda de Energía Eléctrica y de Gas Natural, y su Cobertura. En el Gráfico 9 (ver Anexo A) se indica la evolución prevista de la demanda en España, diferenciando por su importancia la destinada a generación eléctrica en ciclos combinados. Aunque será difícil que el gas alcance en el balance energético español el peso que tendrá en el conjunto de la UE, si puede llegar a suponer más del 20% de la demanda de energía primaria en el año 2010.

Por lo que respecta a la evolución de la demanda de gas en los países candidatos al ingreso en la Unión antes citados, las estimaciones de que se disponen apuntan hacia un crecimiento cercano al 30% hasta 2010, con lo que se pasaría de 70 a 90 MTEP, y del 22% de 2010 a 2020, o lo que es lo mismo, de 90 a 110 MTEP. Estas estimaciones, que no parecen tan prudentes especialmente para el periodo 2010–20, están condicionadas por la demanda de gas en Turquía. Este país, de casi setenta millones de habitantes, tiene muy ambiciosos proyectos para generación eléctrica a partir de gas, así como para el rápido desarrollo de este sector.

Sus previsiones de crecimiento del consumo son muy superiores a las de ningún otro mercado europeo o mediterráneo. Si así fuera, la demanda de gas en Turquía supondría más de la mitad de la del conjunto de países los candidatos en 2010. Además de ser un gran consumidor de gas, Turquía puede desempeñar un papel muy importante en el suministro de gas a la Unión Europea: puede ser la principal vía de tránsito de gas a Europa desde la región del Caspio y desde Oriente Medio. Turquía tiene una situación privilegiada en el mercado mediterráneo del gas y, aunque su control del Bósforo no sea importante para el comercio de GNL, por no existir ni estar previstas plantas de licuefacción en el Mar Negro, su territorio es el camino natural para futuros gasoductos desde los grandes yacimientos de gas del Mar Caspio y desde Iraq e Irán.

Tampoco sorprendería que durante la presente década Turquía se convirtiera temporalmente en exportador neto de gas, no porque disponga de reservas propias sino por el gran volumen de suministro que ya tiene contratado y que su mercado interno difícilmente va a poder absorber debido a un crecimiento económico menor del esperado y a un más lento desarrollo de nuevas centrales de generación eléctrica con gas.

## **El suministro de gas a la Unión Europea**

En la Unión Europea, incluyendo Noruega que no es país miembro pero que está vinculado a la legislación de la Unión por pertenecer a la EFTA, se produjeron dos terceras partes del gas que se consumió en el año 2001. El tercio restante procede de Rusia (19%), de Argelia (13%) y de otros suministradores de GNL.

El Mar del Norte es el primer campo de producción y la principal fuente de suministro a Europa occidental. Al contrario de lo que pasa con el petróleo, la producción de gas allí aumenta año tras año y, de hecho, entre Noruega, Holanda y el Reino Unido aportaron más del 80% de la producción europea de gas ese año. En menores cantidades y en volúmenes decrecientes se produce gas en Alemania, Dinamarca, Italia... Se estima que la producción propia empezará a descender al final de la presente década lo cual, combinado con el rápido crecimiento previsto de la demanda interna, hará que aumente sensiblemente la dependencia del suministro de países terceros. En consecuencia, este nivel de dependencia, actualmente del 34%, pasaría a ser del 43% en 2010 y del 60% en 2020. Si descontáramos la producción de Noruega, estrictamente país

tercero respecto a la Unión Europea, los niveles de dependencia serían del 58% en 2010 y del 75% en 2020.

En el Gráfico 10 (ver Anexo A) se muestran las estimaciones de Eurogas sobre demanda de gas a largo plazo, producción propia, excluyendo la de Noruega en este caso, importaciones contratadas o previstas y suministros que será necesario convenir. De su lectura se deduce que las empresas gasistas europeas tienen ya contratada una buena parte de las necesidades adicionales de gas a largo plazo: antes del 2010 se necesitarían añadir unos 50 MTEP, lo que sería poco más del 10% de la demanda total, y en 2020 unos 130 MTEP, en torno al 25% de la demanda en ese año. A la vista de estas cifras, del potencial exportador con que cuentan los suministradores actuales y de las reservas existentes en el entorno de la Unión Europea, que se muestran en el Gráfico 11 (ver Anexo A), la conclusión que se deduce es que no debe haber problemas para disponer de las cantidades adicionales que se necesiten en Europa.

Así, Rusia cuenta con las mayores reservas de gas del mundo, un 34% del total de las reservas probadas, y puede aumentar su capacidad de exportación en cantidades suficientes para atender buena parte del aumento de la demanda en la Unión Europea y en los países candidatos al ingreso. De hecho, tres cuartas partes de su consumo se atiende ahora con gas procedente de Rusia y el resto con producción propia y con importaciones de GNL de Argelia. Noruega puede multiplicar por dos su capacidad de exportación durante la presente década, e incluso aportar GNL desde el Mar de Barents. Argelia, el otro gran proveedor actual, tiene reservas para mantener durante 50 años el nivel de producción actual y está reforzando sus medios de exportación para mantenerse como el segundo suministrador a la Unión Europea durante muchos años. Además de los suministradores citados, existen otros con gran potencial y que están iniciando ya sus exportaciones a Europa. Se podrían clasificar como suministradores mediterráneos, no porque todos estén ubicados en esta cuenca, sino porque el Mediterráneo será su primer destino, su mercado natural.

Mientras que Noruega y Rusia pueden atender las importaciones que requieran los países del norte y centro de Europa, Argelia y los suministradores mediterráneos pueden cubrir la demanda de los países del sur, desde Portugal hasta Turquía pasando por España, Francia, Italia, antigua Yugoslavia y Grecia. Al análisis de las posibilidades de suministro en el Mediterráneo dedicamos el epígrafe siguiente.

## Fuentes y medios de suministro en el Mediterráneo

Argelia es actualmente el principal suministrador de gas en la cuenca del Mediterráneo. Cuenta con abundantes reservas, con la capacidad y los medios de exportación necesarios para situar grandes cantidades de gas en Europa y con la ventaja competitiva de su menor distancia a los mercados del sur. La red de transporte argelina de gas está actualmente unida a la europea a través de los dos gasoductos (GME (Gasoducto Magreb-Europa) y *Transmed*).

Cuenta también Argelia con dos plantas de licuación para exportación de gas en forma de GNL. Estas plantas tienen una capacidad de exportación de GNL equivalente a 26 Bcm. Por último, cabe destacar que se encuentra en estudio la idea de ampliar esta capacidad mediante la construcción de dos nuevos gasoductos (véase capítulo 5) de Argelia a Europa (*Medgaz* (Argelia-España) y Argelia-Norte de Italia, a través de Cerdeña y Córcega).

El segundo suministrador mediterráneo más cercano es Libia, que tiene una planta de licuación y exportación de gas en Marsa-el-Brega, con capacidad actualmente limitada al equivalente a 1 Bcm al año por falta de medios para optimizar su potencial de producción. Aunque ahora sólo exporta gas a España, Libia cuenta con abundantes reservas probadas, 1.325 Bcm, y existe el proyecto de construir un gasoducto directo a Italia, a través de Sicilia, de entre 10 y 20 Bcm de capacidad al año, e intención de modernizar la planta de licuación citada. A medio plazo, Libia podría convertirse en un gran suministrador de gas para los países mediterráneos.

A partir de 2005 Egipto iniciará exportaciones de GNL desde varias plantas de licuación de gas, actualmente en proyecto o construcción. A la vista de sus reservas y capacidad de exportación, será en el tercer gran suministrador del Mediterráneo.

Pero la importancia de este mar en el mercado internacional del gas no radica sólo en el potencial de estos tres grandes suministradores, sino en su importancia como zona de tránsito e intercambio de gas y GNL de otros orígenes más lejanos. Así, para los países del Golfo Pérsico (Abu Dhabi, Qatar, Omán, Irán...) el Mediterráneo es ya una de las más importantes áreas de destino para su GNL, y el Canal de Suez su principal vía de acceso. Por otra parte, países de la cuenca atlántica, como Nigeria y Trinidad y Tobago, encuentran también en el Mediterráneo un importante centro de distribución de GNL.

En torno al Mar Caspio se encuentra otro de los mayores yacimientos de gas del mundo. Algunos de los países ribereños (Azerbaiyán, Turkmenistán, Irán) e Iraq, pueden estar en condiciones de exportar gas a Europa, vía gasoducto, en un plazo estimado de diez años.

Además de las reservas de los países citados en este epígrafe, importa conocer su capacidad de exportación en las próximas décadas. Una información fiable, a la vez que prudente, sobre la capacidad de exportación de gas y GNL hacia los países mediterráneos aparece en un reciente estudio del Observatorio Mediterráneo de la Energía (OME), y se muestra en el Gráfico 12 (ver Anexo A).

Así pues, el *Mare Nostrum* reúne condiciones para convertirse en uno de los centros de contratación de gas, principalmente de GNL, más importantes del mundo. Coinciden en su entorno una oferta de diversos orígenes y con distintos medios, y unos mercados con creciente demanda de gas y que pueden ser vía de acceso a otros mercados del centro de Europa. De esta situación se puede beneficiar mucho España que tiene ya una gran cartera de suministradores, como puede verse en el Gráfico 13 (ver Anexo A), y más plantas de regasificación que ningún otro país europeo. La infraestructura de recepción de gas en España se muestra se ve en el Gráfico 14 (ver Anexo A).

Según el Informe Marco de la Comisión Nacional de la Energía antes citado, la capacidad actual de las instalaciones de recepción es de 23,4 Bcm/año distribuidos como sigue:

— GNL Barcelona	8,3 Bcm/año
— GNL Huelva	3,9 “
— GNL Cartagena	2,3 “
— Gasoducto <i>GME</i>	6,6 “
— Gasoducto <i>Larrau</i>	2,3 “

Esta capacidad podría aumentar, según el mismo informe, a más de 60 Bcm/año en 2005, de acuerdo con las inversiones previstas en ampliación de las instalaciones existentes y en nuevas plantas de regasificación. De esta previsión de la Comisión Nacional de la Energía hay que destacar que no incluye el posible nuevo gasoducto desde Argelia y que el 80% de la futura capacidad de recepción lo constituirían plantas de regasificación, lo que muestra la importancia que se atribuye al GNL en el futuro esquema de suministro de gas a España.

Se podría concluir este apartado afirmando que si las infraestructuras previstas permitirán sacar el mejor partido a las oportunidades de com-

pra de gas en el Mediterráneo, una mejora de las conexiones con Francia convertiría a España en un importante país de tránsito de gas hacia Europa.

## **LA SEGURIDAD DE SUMINISTRO**

### **Cambios en la situación**

La seguridad en el suministro de energía a la Unión Europea ha preocupado siempre a las autoridades, especialmente desde las crisis del petróleo en los años setenta, por las consecuencias para la economía y bienestar del ciudadano de una interrupción en el abastecimiento y por el déficit existente entre la demanda y la producción interior de energía. Recientemente, el *Libro Verde* de la Comisión Europea sobre seguridad de suministro de energía en el ámbito de la Unión alertaba sobre la creciente dependencia del suministro de países terceros. Ante la dificultad de cambiar esta tendencia, la Comisión Europea proponía, fundamentalmente, medidas orientadas a la gestión de la demanda, a la mejora de la eficiencia energética y al impulso de las fuentes renovables. Apuntaba, también, la necesidad de crear un mercado interior de la energía único, competitivo y líquido como uno de los medios para garantizar a los consumidores un suministro ininterrumpido de energía.

En el caso del gas natural la situación no es, en cualquier caso, tan preocupante. Más de la mitad del consumo interno se atiende con producción propia, aunque es cierto que las estimaciones publicadas apuntan a un descenso de esta producción hacia el final de la presente década. Existen abundantes reservas a “distancia comercial” de Europa y, por el momento, no hay una organización de exportadores de gas que controle precios y cuotas de producción. No existe, de momento, un cártel de exportadores de gas pero conviene recordar que, en mayo de 2001, se constituyó un Foro de Países Exportadores de Gas (GECF), que se ha vuelto a reunir en febrero de 2002 y que declara su intención de ser un mero punto de encuentro para intercambiar puntos de vista. Pero incluso si evolucionara hacia un auténtico cártel no es fácil que pudiera fijar la producción o el precio del gas en el mercado europeo a medio plazo por dos razones: no es probable que los tres grandes productores europeos — Noruega, Holanda y el Reino Unido— se integraran en él, y el precio del gas ya está, indirectamente, establecido por los exportadores de petróleo (la OPEP) al estar vinculado al de este combustible.



La inquietud de la autoridad comunitaria por el suministro futuro de gas tiene tres causas: el importante papel que esta fuente está alcanzando en la balanza energética europea, su creciente utilización para generación eléctrica y la dependencia de proveedores externos. Aunque puede que otro motivo de intranquilidad, no explícitamente declarado, sea la transformación de las estructuras empresariales y comerciales tradicionales del sector gasista, provocada por el proceso de privatización y liberalización que está teniendo lugar en la UE. Esta transformación desvanece la figura del responsable único del suministro y crea dudas sobre la posibilidad de mantener los contratos a largo plazo, como instrumento de fructífera relación entre productores y compradores. Hasta ahora, asegurar el abastecimiento de gas a un mercado era cuestión de una sola empresa en cada país. Esa empresa, habitualmente titular de una concesión administrativa, estimaba la demanda de gas a largo plazo en cada mercado, realizaba las inversiones y contrataba el suministro preciso para atenderla. La autoridad de la energía de ese país imponía a su empresa las medidas que consideraba oportunas para el mantenimiento del suministro, dependiendo de las circunstancias concretas de cada mercado.

En un mercado abierto —con pluralidad de suministradores y sin la protección que procuraba la concesión, la planificación y la contratación a medio y largo plazo— la situación es distinta, porque no se tiene la mínima certeza sobre de las ventas y la cuota que podrá mantener cada empresa. En este nuevo contexto no hay un responsable principal del suministro, la tarea se reparte entre todos ellos, cada empresa ha de asumir su responsabilidad con sus clientes y los gobiernos el compromiso de que funcione el mercado y de proteger a los más débiles. Las medidas de seguridad de cada Estado miembro no pueden adoptarse individualmente, sin tener en cuenta su coordinación con las de los demás, evitando que sean discriminatorias para empresas de otros países de la Unión o que constituyan un obstáculo para la construcción del mercado interior único del gas en Europa.

Por estas razones, las propuestas legislativas comunitarias en preparación, que por una parte se orientan hacia la mejora de la eficiencia energética y promoción de energías renovables, pretenden, también, la armonización de las normas de seguridad de abastecimiento en el ámbito de la Unión y la redefinición de las funciones de los nuevos operadores del mercado. En este proceso correspondería a la iniciativa privada la decisión sobre la inversión y el suministro en competencia, y al sector público la dotación de un marco estable e incentivador de las inversiones, al tiempo

que el refuerzo de las relaciones políticas y comerciales con los países productores y de tránsito de la energía. Buenos ejemplos de actuación política enfocada hacia este objetivo son:

- el impulso del Foro Euro-Mediterráneo y de una Zona de Libre Comercio en el ámbito Euro-Mediterráneo,
- el programa de Redes Transeuropeas de la Energía (TREN),
- el Tratado de la Carta Europea de la Energía y
- el Diálogo UE-Rusia sobre Energía.

El primer programa tiene por objetivo reforzar las relaciones y promover las transacciones comerciales entre los países del entorno euro-mediterráneo; el segundo reforzar las conexiones, las entradas al sistema y los almacenamientos de seguridad; el tercero está orientado a los países del Este de Europa, a garantizar las inversiones extranjeras y el tránsito de gas, y muchas voces piden ya un tratado semejante para el Mediterráneo. Los programas dirigidos al Mediterráneo son muy convenientes si se tiene en cuenta la distinta situación entre el norte y el sur del continente en relación con la seguridad de abastecimiento de gas: mientras los países del Norte dependen en buena medida de yacimientos europeos y están bien conectados a través de gasoductos, los del Sur dependen de yacimientos externos y no están suficientemente integrados en esa red.

La combinación actual de los medios de suministro operativos en el Mediterráneo, gasoductos y GNL, es una garantía para la continuidad en el abastecimiento, pero no cabe duda que es en el ámbito de las relaciones con esos países terceros donde la acción coordinada de la Unión Europea aporta mayor valor añadido a las actuaciones individuales de los Estados miembros.

### **La dependencia del suministro externo**

La dependencia de terceros para el abastecimiento de gas es una de las primeras causas de preocupación de las autoridades comunitarias de la energía. Pero la dependencia del exterior no debería representar un problema en sí mismo para la seguridad de suministro, sino una oportunidad para la cooperación internacional. Concretamente, los intercambios energéticos en el Mediterráneo crean una dependencia mutua que es la base para una cooperación económica a largo plazo. En el Sur hay países con capacidad para exportar el gas que se necesita en el Norte y en el Norte países dispuestos a invertir en el Sur y a transferir su tecnología. Este

intercambio es la forma más pragmática e inmediata de contribuir a un desarrollo más equilibrado en el área euro-mediterránea, y suele ser más eficaz que las manifestaciones de voluntad política. El desarrollo económico y social en los países del entorno constituye, a su vez, la mejor garantía para la estabilidad en la zona.

Si la dependencia no es tal problema, su excesiva concentración sí podría serlo. Para prevenir este riesgo, las empresas gasistas del sur de Europa tendrían que intentar evitar que casi todo el gas que consumen procediera de uno o dos países productores. No hay razones para desconfiar de los actuales suministradores: Argelia y Libia han mantenido un abastecimiento ininterrumpido de gas a Europa desde hace 30 años, a pesar de los cambios y vicisitudes políticas y sociales acaecidas en estos países a lo largo de estos años. Quizás en circunstancias más extremas podrían darse interrupciones momentáneas en el suministro, pero no es probable que perduraran ya que sus exportaciones de hidrocarburos suponen más del 90% de sus ingresos. En este sentido, su dependencia de Europa es aún mayor que la dependencia de Europa de ellos.

Más preocupante que el “riesgo país” es el de una interrupción temporal del suministro, como reconoce la Agencia Internacional de la Energía en una de las conclusiones de su “Estudio sobre la seguridad de suministro de gas” (1995), y que dice textualmente:

*Quizás el mayor riesgo de interrupción prolongada provenga de la destrucción de una planta de producción o proceso importantes, o de un gasoducto submarino cuya reconstrucción requiera varios meses.*

Para afrontar este tipo de interrupciones la industria del gas cuenta, o debe contar, con almacenamientos y con acuerdos de colaboración con las empresas del sector, aparte de otros instrumentos como los contratos interrumpibles con clientes. Pero la mayor seguridad en el abastecimiento de gas a Europa, a corto y a largo plazo, está en función del grado de diversificación que se consiga de suministradores y de medios de suministro y de más liquidez en el mercado.

El problema con el que se enfrenta la industria, para conseguir ambas cosas, es que el nuevo entorno de mercado dificulta la diversificación apuntada. Antes, el comprador único de gas en cada país podía importarlo de distintos orígenes, compensaba el mayor coste de las fuentes

más lejanas con el menor coste de las más cercanas y ofrecía un precio medio al mercado. Este precio medio permitía la competencia con las energías alternativas, pero no se planteaba la necesidad de competir con gas más barato ya que no existía otro gas en ese mercado concreto. Ahora, la actuación en competencia obliga a los compradores de gas a buscar siempre la fuente de suministro más económica, y ésta suele ser la más cercana.

Una mayor liquidez se consigue, también, con el aumento del número de oferentes que operan en el mercado. Esto está sucediendo ya con el cambio en el marco regulador del sector del gas en la UE: en el lado de la oferta hay ya compañías eléctricas, petroleras e intermediarios inexistentes hace apenas dos años y, por otro lado, las cuotas de mercado de las empresas gasistas ya no son las propias de un monopolio de hecho o de derecho. Pero lo que el nuevo marco legal no logra todavía es que aumente el número de exportadores de gas, algo comprensible dado que el ámbito de aplicación de la legislación comunitaria no alcanza más allá de las fronteras de la Unión. Puesto que no se puede forzar que en los países terceros haya distintos exportadores, el reto que se plantea el sector es el de romper las barreras de entrada para exportadores de otros de países: conseguir que el mayor coste derivado de la distancia no impida la incorporación paulatina de suministradores más alejados, suministradores que hoy serían convenientes para una mayor liquidez, pero que mañana serán necesarios para la seguridad de suministro a Europa.

En la siguiente Tabla se muestra una estimación del coste de suministro a la UE en el año 2010, excluyendo “royalties” del país exportador, del Estudio del OME antes citado. De ella se deduce que el coste de suministros más lejanos puede ser un 20% superior al final de la década presente, teniendo en cuenta las reducciones previstas en el coste de la cadena de suministro de GNL.

<b>Estimación de costes de suministro de GNL</b>	<b>Coste (\$/MMBtu)</b>
Argelia.....	2,4
Libia / Egipto .....	2,6
Nigeria, Trinidad y Tobago y Golfo Pérsico.....	3,0

Se trata de un reto pues, cuya resolución probablemente necesite decisiones políticas porque las señales del mercado no son suficientes para conseguir el objetivo de diversificación. Esto es lo que ha llevado al legislador español, consciente de la importancia de la diversificación para la seguridad de suministro, a imponer la obligación de que no más del 60% del gas que entra en España provenga del mismo país de origen. Quizás no sea tan fácil la aplicación de esta medida en un mercado de libre competencia en el suministro; quizás pudiera objetarse su incompatibilidad con la nueva legislación comunitaria sobre esta materia. Pero lo que las autoridades de la energía han de tener en cuenta es que la seguridad de suministro tiene un coste, y que las fuerzas del mercado no asumen ese coste, porque los operadores no detectan problemas de abastecimiento a corto y porque entre sus prioridades no entra aumentar la liquidez en dicho mercado. La seguridad de suministro dependerá, en resumen, de la disponibilidad de gas y del mantenimiento del proceso inversor, y éstos son los dos temas que se tratan a continuación.

### **Contribución del GNL a la disponibilidad de gas**

El GNL es, como ya se ha dicho anteriormente, un medio de transporte de gas menos desarrollado que el gasoducto. En todo el mundo el comercio de GNL representa el 25% del total de transacciones de gas y en Europa apenas supone el 10% de la demanda. Pero el GNL tiene una tecnología suficientemente probada y, como medio de transporte, es apto para mover grandes volúmenes de gas, como lo prueba el hecho de que importantes mercados como Japón, Corea o Taiwan dependan, exclusivamente, de este medio de suministro. En cualquier caso, como sistema alternativo de suministro no puede competir, desde un punto de vista económico, con el gasoducto para distancias inferiores a 2.000 kilómetros, pero ofrece algunas ventajas importantes:

- desvincula el suministro de la preexistencia de un gasoducto,
- permite ampliar la cartera de suministradores con gran potencial exportador,
- aporta más flexibilidad al sistema de contratación de gas,
- facilita el intercambio entre mercados, una vez desaparezcan las cláusulas de destino obligatorio, y el ajuste entre oferta y demanda cuando hay divergencias entre las estimaciones y la realidad y

- aproxima la operativa del mercado de gas a la del petróleo y puede contribuir a la creación de un mercado internacional líquido.

El comercio de GNL es, actualmente, más intenso en el sur de Europa donde España, Francia, Italia y Grecia importan partes significativas de sus necesidades por este medio. Su potencial en la cuenca del Mediterráneo es enorme, por existir en el entorno exportadores con tanto potencial como los anteriormente citados, además de los ya consolidados. El potencial exportador adicional de los nuevos suministradores de GNL hacia el sur de Europa, según estimaciones que consideramos prudentes del estudio ya citado del OME, es el indicado en la Tabla siguiente.

<b>Potencial de exportación adicional de GNL (en Bcm)</b>	<b>2000-2010</b>	<b>2010-2020</b>
Libia	4	4
Egipto	4	15
Nigeria	14	19
Trinidad y Tobago	4	9
Golfo Pérsico	7	14

En cuanto a la capacidad de recepción de GNL, en Europa están ubicadas ocho de las 40 plantas de regasificación que existen en el mundo, y seis de ellas, en el Mediterráneo. La capacidad de transporte de GNL en construcción es más que adecuada y, por otra parte, el mayor tamaño de los buques metaneros contribuirá a aminorar los costes de transporte. En los otros eslabones de la cadena de suministro de GNL, licuefacción y regasificación, también se están consiguiendo alentadores resultados de reducción de costes.

Como se ha señalado, la Península Ibérica está en una situación excelente para aprovechar las ventajas de este mercado, tanto por su situación como punto intermedio entre las cuencas atlántica y mediterránea como por su infraestructura para recepción de GNL: tres plantas de regasificación operativas, dos plantas más que pueden estar operando en 2003 (una en Sines (Portugal) y otra en Bilbao) y dos más en proyecto. Además, España tiene contratos de abastecimiento de GNL con buen número de exportadores y una experiencia histórica en este comercio.

En la Tabla siguiente se presentan costes estimados por el OME de la cadena de suministro de gas y de GNL al sur de Europa. Estos datos permiten afirmar que el desarrollo del mercado de GNL está condicionado, fundamentalmente, por la capacidad de los gasoductos actuales y en proyecto para atender a la demanda de gas en el sur de Europa: el coste del transporte por gasoducto es inferior al del GNL y los operadores en un mercado en competencia tenderán a concentrar sus operaciones a través de gasoductos.

<b>Costes cadena de suministro gas/GNL Coste</b>	<b>(\$ / MMBtu)</b>
Argelia–Medgaz	1,2
Argelia–GME	1,3
Argelia–Transmed	1,6
GNL Mediterráneo	2,5
GNL Atlántico y del Golfo Pérsico	3,0

Mientras los países del Norte de África con gasoductos a Europa tengan suficiente disponibilidad de gas para la exportación, será difícil que los suministradores de GNL consigan una cuota significativa del mercado: aunque los costes del GNL sean aceptables en el mercado, el transporte por gasoducto otorga margen suficiente para reducir los precios del gas en frontera y mantener el control del mercado. A pesar de todo, el mercado de GNL se desarrollará necesariamente en el futuro, a medida que se vayan agotando las fuentes más cercanas y que el alargamiento de la cadena de suministro encarezca el transporte por gasoducto. Potenciar ahora el mercado de GNL depende, al igual que en el caso de la diversificación de fuentes, de la valoración política de la ecuación coste del gas/seguridad de suministro. En la medida en que se establezcan los mecanismos para retribuir el coste adicional que supone la diversificación de fuentes, se anticipará el desarrollo del mercado de GNL y se contribuirá a un mercado de gas más líquido en la Unión Europea.

### **El reto de la inversión en el futuro**

El otro factor esencial para asegurar la continuidad en el suministro de gas a Europa es el mantenimiento del ritmo inversor en nuevos proyectos

de producción y en medios de transporte. Hay un acuerdo bastante amplio entre todos los implicados en el sector del gas en cuanto a la importancia de la inversión y en cuanto a los proyectos que más contribuirían a la seguridad de suministro en la Unión. La conexión de todos los mercados de Europa a las grandes redes transeuropeas de gasoductos es la inversión que más facilitaría la vertebración de un mercado interior único; la interconexión de las principales fuentes de suministro a través de la red transeuropea sería una garantía ante interrupciones temporales de alguno de los proveedores.

Una red de gasoductos que uniera los mercados escandinavos con los yacimientos del Mar del Norte y con los de Rusia (Nordic Gas Ring); una red que enlazara los mercados mediterráneos con los yacimientos del Norte de África (el anillo gasista mediterráneo soñado por Pedro Durán Farrell, el anterior Presidente de Gas Natural SDG) y la unión de ambos anillos, no sólo contribuiría definitivamente a la seguridad de suministro en Europa sino a la constitución del mercado único del gas.

Pero esta claridad de objetivos en cuanto a los proyectos, no es tal en cuanto a quién los ha de realizar en un entorno de mercado diferente. Hasta ahora, como se ha apuntado antes, la inversión no ha sido un problema. La industria ha contado con los recursos necesarios para acometer las inversiones en infraestructura gasista, porque el control de los mercados y los contratos de suministro a largo plazo han facilitado la disponibilidad de recursos financieros en condiciones competitivas. Lo único que la iniciativa privada no ha sido capaz de hacer ha sido la integración los mercados periféricos; de hecho, sin ayudas públicas, hubiera sido difícil que el gas llegara a mercados alejados y con poco potencial teórico. La nueva regulación del sector en la UE ha introducido dos cambios que obligan a reconsiderar la responsabilidad y la oportunidad de las inversiones: por una parte, se desvinculan las actividades de suministro de las de transporte de gas, y por tanto las rentas que ambas actividades generan; por otra, las actividades de transporte o logísticas se someten a estrecha regulación, por constituir lo que se denomina un monopolio natural cuyo acceso universal es necesario para crear un mercado competitivo.

Las actividades sometidas a estrecha regulación nunca han resultado muy atractivas para la iniciativa privada, especialmente si están sometidas a presiones políticas a la baja para mantener las tarifas de venta al público bajo control. Es cierto que las empresas eléctricas y gasistas siempre han invertido en actividades reguladas, pero en circunstancias distintas:



en régimen de concesión administrativa y cuando podían compensar las rentas reguladas con los márgenes procedentes de la generación y comercialización de sus servicios. Si la iniciativa privada no encontrara incentivos para la inversión en infraestructuras, esta responsabilidad podría recaer en el operador del sistema, una figura creada por el nuevo marco legal para garantizar la independencia en la gestión de las redes y para responder de su mantenimiento y expansión. Pero esta alternativa abre interrogantes importantes: la suficiencia de las rentas procedentes de la gestión de redes para acometer inversiones importantes y el sistema a seguir para decidir qué inversiones son prioritarias o necesarias. Las rentas del operador del sistema pueden bastar para mantener las redes y atender a su “crecimiento natural”, pero quizás no para proyectos innovadores y de gran entidad económica.

La decisión sobre la prioridad en las inversiones es, cuando menos, arriesgada si se basa en declaraciones de intención o en planes voluntaristas de los operadores del mercado. Una tentación inmediata para resolver estos interrogantes es volver a la planificación centralizada de las inversiones y a la dotación de fondos públicos, cuando los generados por el operador del sistema no fueran suficientes, pero esta actuación sería contraria a la filosofía del proceso liberalizador y al objetivo de transferir a la iniciativa privada la decisión y el riesgo de las inversiones. La enmienda, en trámite (diciembre de 2002), de la Directiva comunitaria del gas recoge una propuesta que puede ser un punto de equilibrio entre incentivos a la inversión privada y regulación de las infraestructuras: la reserva de capacidad a favor de los promotores condicionada a ciertos requisitos.

Resulta, en resumen, necesario implicar a la iniciativa privada en el proceso inversor, y para ello hay que prever incentivos generosos a los inversores, con la seguridad de que si la construcción de infraestructuras está abierta a la competencia, la propia competencia se encargará de que esos incentivos no constituyan una retribución excesiva. Entendemos que la responsabilidad de la iniciativa pública es la de crear el marco adecuado para las inversiones e incluso de establecer los alicientes para que los particulares inviertan en mercados emergentes donde la retribución de la inversión es más dudosa, pero no la de entrar en competencia con el sector privado ni la de establecer obligaciones de inversión.

Teniendo en cuenta la dimensión internacional del comercio de gas natural, la protección de las inversiones mediante el refuerzo de las rela-

ciones políticas con países productores y de tránsito de gas es otra importante y exclusiva responsabilidad de los poderes públicos.

## **ALGUNAS CONCLUSIONES**

En un corto periodo de tiempo el gas natural se ha convertido en una de las principales fuente de energía tanto en Europa como en el resto del mundo y, de mantenerse el ritmo de crecimiento de su demanda, su importancia en el balance energético puede acercarse a la del petróleo. Durante la presente década la demanda de gas para generación eléctrica va a ser el principal vector de su crecimiento, puesto que es la materia prima preferida en las centrales de generación de ciclo combinado, así como en las instalaciones de cogeneración. Más adelante, el gas natural puede ser la alternativa para la progresiva sustitución de los derivados del petróleo en el sector del transporte.

Tan ambiciosas expectativas de crecimiento están respaldadas por abundantes reservas en todo el mundo. Las reservas probadas son sólo una parte de las que podrían obtenerse con las mejoras previstas en las tecnologías de exploración o cuando la mayor demanda lo justifique. Los países europeos del Mediterráneo, salvo excepciones, han sido los últimos en desarrollar sus mercados del gas, en parte porque las principales reservas europeas se encuentran lejos, en torno al Mar del Norte. No obstante, el crecimiento de la demanda en los últimos años y sus perspectivas elevarán la cuota del gas a cifras parecidas a las de otros países de la UE.

No es arriesgado pensar en un gradual desplazamiento del centro de gravedad del mercado del gas hacia el sur de Europa, no sólo por el mayor potencial de desarrollo de estos mercados sino por las amplias posibilidades de fuentes de suministro a distancia económicamente viable del Mediterráneo. Además, el previsible anterior agotamiento de los yacimientos del norte de Europa convertirá a los países mediterráneos en una de las principales vías de entrada del gas al continente.

La oferta de gas desde el sur de Europa aporta mayor diversificación de fuentes y de medios de abastecimiento. Tanto los nuevos suministradores como el GNL como medio de transporte de gas son viables económicamente, pero todavía no son competitivos con los suministradores ya establecidos ni con los gasoductos. En todo caso, la seguridad de suministro en Europa pasa necesariamente por la incorporación de nuevos suministradores y la consecuente potenciación del comercio de GNL.

Hacer compatible seguridad de suministro y viabilidad económica del abastecimiento de gas es uno de los retos a los que se enfrentan tanto la industria como las autoridades de la energía.

El Mediterráneo dará cabida a los dos medios de suministro: gasoductos, procedentes del norte de Africa y de los grandes yacimientos del Mar Caspio, y buques metaneros para transporte de GNL, desde el Atlántico, el norte de Africa y Oriente Medio. Se convertirá, pues, en un área especialmente sensible que requerirá una atención política especial. El gas como moneda de cambio para la transferencia económica y de tecnología de Norte a Sur y los programas de la Unión Europea para promoción de las inversiones y el comercio en la cuenca del Mediterráneo contribuirán al desarrollo económico y social de los países del entorno y, a su vez, a la seguridad de Europa.

La atención a la creciente demanda de gas exige ingentes inversiones, inversiones que nunca han faltado pero que el proceso de cambio que está atravesando el sector podría poner en riesgo. Si la cuota que el gas está llamado a representar en la balanza energética de Europa exige cambios en la operativa del mercado y en la organización de la industria, cualquier nueva disposición reguladora deberá tener, también, en cuenta que el incentivo a la inversión es el otro requisito para el desarrollo del mercado y para el mantenimiento de un suministro seguro a largo plazo.

## **BIBLIOGRAFÍA**

BP: *“BP Statistical Review”*.

CNE: *“Informe Marco sobre la demanda de energía eléctrica y de gas natural y su cobertura”*.

CEDIGAZ: *“Cedigaz Natural Gas Statistics”*.

COMISIÓN EUROPEA: *“Green Paper Towards an European Strategy for Security of Energy Supply”*.

G.I.I.G.N.L.: *“The LNG Industry”*.

EUROGAS: *“Eurogas Annual Report”*.

A.I.E.: *“World Energy Outlook”* y *“Gas Natural Security Study 1995”*.

OME: *“Assesment of Internal and External Gas Supply Options”*.

SEDIGAS: *“Memoria Anual”*.

STERN, J.: *“Security of European Natural Gas Supplies”*, R.I.I.A., Londres.

VELA, A.: *“El gas natural como alternativa energética”*, Editorial Alianza.

*“International Gas Union Statistic Data”*.