

**GOLDEN AGE OF GAS IN THE IBERIAN  
PENÍNSULA  
LA EDAD DORADA DEL GAS EN LA  
PENÍNSULA IBÉRICA**

**Por**

**Gaspar Ariño Ortiz**

**e**

**Iñigo del Guayo Castiella**

**Catedrático de Derecho Administrativo,**

*Madrid/Lisboa, 2 de octubre de 2012*

# ÍNDICE

<b>1.</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>3</b>
<b>2.</b>	<b>EL MERCADO EUROPEO DEL GAS Y LA ELECTRICIDAD, ENTRE LA LIBERTAD Y LA SEGURIDAD</b>	<b>3</b>
	A) Ausencia de una verdadera política energética común en la Unión Europea	3
	B) La necesidad de una política energética común de la Unión Europea en materia de seguridad del suministro	5
<b>3.</b>	<b>LOS DOS POSIBLES MODELOS DE SEGURIDAD EN LA UNIÓN EUROPEA</b>	<b>8</b>
	A) El modelo monopolístico bilateral, que es el tradicional	9
	B) El modelo competitivo multilateral, propuesto por la Unión Europea	10
	C) La recepción de un modelo u otro por los agentes	12
<b>4.</b>	<b>LAS POSIBLES FUENTES DE ABASTECIMIENTO DE LA UNIÓN EUROPEA</b>	<b>14</b>
	A) Conductos Rusia-Europa	16
	B) La conexión Noruega-Europa	18
	C) Las redes de conexión Argelia-Europa	18
	D) El proyecto Nabucco y su significado	19
<b>5.</b>	<b>EL GAS EN LA PENÍNSULA IBÉRICA: FUENTES DE ABASTECIMIENTO Y ESTRUCTURA</b>	<b>21</b>
<b>6.</b>	<b>EL GAS DE PIZARRA (SHALE GAS) ENTRA EN ESCENA</b>	<b>25</b>
<b>7.</b>	<b>ESTRUCTURA DE LOS MERCADOS. EL DOMINIO DE LAS NOCS</b>	<b>27</b>
<b>8.</b>	<b>EL MERCADO DE GNLS Y LAS NUEVAS MODALIDADES DE CONTRATACIÓN</b>	<b>31</b>
<b>9.</b>	<b>POLÍTICA ENERGÉTICA DE LA UNIÓN EUROPEA Y LECCIONES DERIVADAS DE LA DEPENDENCIA DE RUSIA Y ARGELIA</b>	<b>35</b>
	A) Gazprom y el abastecimiento europeo. De la crisis ruso-ucraniana de enero de 2006 al conflicto de Georgia de agosto de 2008 y la crisis ruso-ucraniana de enero de 2009	37
	B) Carácter estratégico de la relación Argelia-España y sus conflictos	46
	a) Las condiciones de comercialización	48
	b) La participación de bloqueo en Medgaz	49
	c) Conclusión: la dependencia española –y portuguesa- respecto de la energía argelina	52
<b>10.</b>	<b>EL CONFLICTO RUSO-UCRANIANO DE 2009. ENSEÑANZAS DE UNA CRISIS</b>	<b>54</b>
	A) Primera parte: secuencia de los hechos	54
	B) Segunda parte: enseñanzas de la crisis; los intereses en juego	63
	C) Reacción de Europa y estrategia a seguir hacia el futuro: algunas conclusiones	66
<b>11.</b>	<b>BASES PARA EL NACIMIENTO DE UN MERCADO IBÉRICO DEL GAS</b>	<b>70</b>

## **1. Introducción**

En esta Ponencia analizamos el desarrollo de la industria del gas en la Unión Europea y en la Península Ibérica, desde el ángulo de la seguridad del suministro y, por tanto, de las fuentes de abastecimiento de gas hacia Europa, tanto por medio de gasoductos como de GNL. La irrupción del *shale gas*, sobre todo del norteamericano va a suponer un cambio en el equilibrio de fuerzas (políticas y económicas) en el mercado gasista, europeo e internacional. Se proporciona información detallada sobre los conflictos con los dos principales suministradores (Argelia y Rusia). Se presta una particular atención a los presupuestos físicos y económicos para el surgimiento y consolidación de un Mercado Ibérico del gas natural, que pueda sortear las dificultades experimentadas por el Mercado Ibérico de la Electricidad.

## **2. El mercado europeo del gas y la electricidad, entre la libertad y la seguridad**

Entre 1988 y 2003 los objetivos prioritarios de la Unión Europea en el campo de la energía fueron la liberalización del gas y la electricidad y la consecución de un mercado interior de la energía que fuera realmente competitivo. Tras las crisis del petróleo de 1973 y 1979 parecía que habíamos entrado en una época de energía abundante y precios estables y razonables, que permitían aspirar a un mercado europeo integrado, que funcionase competitivamente.

### ***A) Ausencia de una verdadera política energética común en la Unión Europea***

Durante estos años, la Unión Europea ha tratado de construir un mercado europeo del gas y la electricidad, hasta ahora con relativo éxito, pero en ningún momento se planteó, porque el Tratado no le habilitaba para ello, el diseño y la práctica de una política energética común. Sólo en algunos aspectos colaterales, con dificultades, porque había que adoptar por unanimidad las decisiones y con carácter coyuntural, se adoptaron algunas medidas sobre

- Reservas estratégicas
- Prohibición temporal de utilización de productos petrolíferos para la producción de energía eléctrica
- Objetivos de ahorro y eficiencia
- Limitación de emisiones a la atmósfera

Todas estas medidas basaron en los poderes que la Unión Europea ostenta en materia de competencia y mercado interior, en materia de medio ambiente, en investigación y desarrollo y otros campos. Al amparo de tales competencias, la Comisión y el Consejo llegaron a configurar patrones de comportamiento en materia energética: liberalización de las actividades, régimen de las redes, separación estructural, directivas sobre energías renovables, cogeneración, eficiencia energética y otras. Pero la Comisión no ha tenido –ni ha pretendido nunca- una política energética común, en especial en lo que se refiere al mix de energías y a las fuentes de abastecimiento. Estas materias han quedado siempre y siguen estando bajo la competencia exclusiva de los Estados nacionales, que configuran su política y sus relaciones con terceros países al margen de los demás. Las posibilidades que la Unión Europea tiene para influir en estas políticas son siempre indirectas, en base –repito- al medio ambiente/cambio climático o a la armonización de legislaciones nacionales para hacer posible el mercado interior.

En los últimos años sin embargo (desde 2003/2004), por una serie de razones que no podemos ahora explicitar, se ha suscitado un tema central de preocupación en todo el mundo: la seguridad de los abastecimientos. Europa está especialmente afectada por este problema porque padece una grave carencia de combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón barato y de calidad) y esta situación de dependencia puede agravarse en el futuro. La demanda de gas seguirá creciendo como principal motor de la generación eléctrica en todos los países; una mayor limpieza de su combustión en relación con el carbón, y la mejor diversificación de sus aprovisionamientos en relación con el petróleo, así

lo aconsejan; pero Europa carece de gas y la producción que teníamos en Gran Bretaña y Holanda disminuye. Sólo Noruega dispone de grandes reservas.

Afortunadamente, Europa está rodeada de países que disponen de grandes reservas de gas, como Rusia, Noruega y Argelia, que son hoy tres de los mayores productores del mundo, a los que se pueden sumar otros suministros procedentes de Libia, Egipto, Nigeria y, sobre todo, Qatar, que ostenta una de las mayores reservas de gas del mundo. Todos ellos se encuentran a distancias razonables para traer gas a Europa, tanto por tubo como por barco (en forma de LNG); lo cual permitiría una cierta diversificación de fuentes de abastecimiento, si Europa fuese un único mercado con capacidad de interconexión entre los Estados miembros. Pero eso no es así, por lo que cada Estado tiene que hacer frente por sí solo, aisladamente, a sus problemas de inseguridad. En conjunto, Europa cubre con gas el 25% de su consumo energético y el 60% del gas consumido es importado (un total de 360 bcm, que nos llegan básicamente de los países citados en primer lugar (Rusia, 147.5 bcm; Noruega 86 bcm; Argelia 53 bcm; GNL por barco, 42 bcm; y otros países 28.2 bcm). Los tres primeros seguirán manteniendo durante algún tiempo una posición dominante, no sólo por su capacidad de producción, sino también por el sistema de redes ya existente o en construcción para la conducción del gas a los mercados europeos<sup>1</sup>.

***B) La necesidad de una política energética común de la Unión Europea en materia de seguridad del suministro***

El Tratado de Lisboa, en particular el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea sientan las bases para el nacimiento de una cierta política energética común.

---

<sup>1</sup> Junto a Rusia, Argelia y Qatar, las grandes reservas de gas del mundo se encuentran en Arabia Saudita e Irán, pero por el momento, ninguno de ambos está produciendo lo que podría producir. El primero porque no lo necesita y el segundo por el aislamiento y las sanciones que padece por parte de Estados Unidos y otros países.

Es claro que si Europa no tiene una política energética común, no puede tener tampoco una política de seguridad europea. La seguridad forma parte –y parte esencial- de la competencia exclusiva de los Estados miembros, porque se entiende que éste es el núcleo central de la soberanía. En la práctica, es el único título que el Tratado –y el Tribunal de Justicia- reconocen como legitimador de los límites que los Estados pueden poner al mercado interior y a las libertades básicas en las que se asienta la Comunidad (libertad de circulación de bienes, personas y capitales, libertad de establecimiento y libre prestación de servicios).

Sin embargo, todos coinciden en el que la seguridad aumentaría si se plantease colectivamente, conjuntamente a nivel europeo y no Estado por Estado. En octubre de 2005, bajo la Presidencia europea del Reino Unido, Tony Blair declaraba ante el Parlamento europeo: “Creo que ha llegado el momento de que desarrollemos una política europea común de la energía”. Y subrayaba la necesidad de disponer de “una red adecuadamente integrada en la UE y usar nuestro peso colectivo para hacernos oír... ante los suministradores clave”. Esto es algo que se ha repetido después por unos y por otros: Angela Merkel, Gordon Brown, Duraó Barroso, los Comisarios de Energía y otros Comisarios europeos, los empresarios y, desde luego, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) han reiterado una y otra vez la conveniencia de que Europa hable con una sola voz. Es algo que hemos oído muchas veces con motivo de los cortes de suministro de gas que Europa ha sufrido por parte de Rusia y Ucrania, viéndose privada de este energía. “Bailamos al ritmo que ellos marcan”, ha dicho el responsable de seguridad energética de la República Checa, país que ejercía la Presidencia de la Unión Europea en ese momento. Y la razón de ello –añadía- es que “Europa no actúa como bloque...; será necesario que se produzca el caos para que Europa reaccione”.

Como ya se ha dicho, tenemos un suministrador dominante por el Este (Rusia) y otro dominante por el Sur (Argelia). Y aunque no se constituya por el momento una OPEG del gas, a ambos no les resultará difícil alcanzar una estrategia común, concertada también con algunos de sus acompañantes (Nigeria, Libia, Egipto o las Repúblicas del Asia Central) a la hora de ofertar sus

recursos a los distintos países de Europa, que hacen cola a sus puertas para firmar convenios bilaterales de inversión y abastecimiento. Es decir, que frente a una oferta bastante concentrada en dos países (y armonizada con los demás) Europa ofrece una demanda fragmentada de 27 compradores, que tratan de resolver cada uno su problema.

En la Comunidad Europea, hasta el momento, cada país se busca la vida y parece que esta situación no va a cambiar por algún tiempo. Cada Estado miembro decide su propio mix energético y mediante tratos y acuerdos bilaterales con Rusia y Argelia (o sus acompañantes) trata de encontrar el mejor camino para resolver “sus” problemas de abastecimiento. Podríamos hacer aquí una enumeración de alguna de estas **operaciones bilaterales** llevadas a cabo por Alemania, Italia, Francia, Austria o España, **en competencia unos con otros** lo que da a Gazprom o a Sonatrach un gran dominio sobre los mercados que atienden. Y es que la energía sigue siendo en Europa un tema básicamente “nacional” (no europeo), especialmente en cuanto se refiere a la seguridad, la elección de fuentes de energía y la política exterior energética. En estos temas cada Estado miembro hace “su” política: acepta o no la energía nuclear, pacta bilateralmente con otros Estados sus aprovisionamientos, mantiene o no un régimen de empresa pública para el sector, fomenta uno u otro tipo de inversiones con ayudas públicas –en este caso admitidas- y diseña y traza sus redes de transporte de energía (oleoductos, gasoductos o redes eléctricas) sin un proyecto común. Además, todas estas operaciones se llevan a cabo con una absoluta falta de transparencia. “Los socios europeos –dice Vaclav Bartuska, de la República Checa- nos mentimos unos a otros”. Nadie sabe lo que paga el otro, lo que da una posición negociadora privilegiada al productor (que vende a todos).

Europa aspira a integrar la red de transporte de gas en una sola empresa transnacional, que gestione de manera independiente los gasoductos de interconexión transfronteriza, propuesta que ha sido llevada y ha sido aprobada en el Parlamento europeo. Pero esto, de momento, es un bello sueño que quizás se vaya haciendo realidad parcialmente, por regiones.

Hoy, sin embargo, los intereses europeos no sólo no se coordinan, sino que se enfrentan. Alemania reivindica normalmente su completa autonomía para definir su política energética y mantener sus relaciones bilaterales con Rusia, al margen de los demás. El gasoducto del Norte, por el Báltico, el llamado *Northstream*, con la participación de las empresas alemanas E.On y Basf y la holandesa Gasunie, da un gran rodeo para evitar territorio polaco (que sería la línea recta). Con ello tratan de evitar dependencias externas en los países de tránsito, aunque suponga un coste varias veces superior al de una conducción terrestre. Análogo planteamiento es el que inspira el otro proyecto de gasoducto (llamado *Southstream*) que unirá Rusia con Bulgaria por el fondo del Mar Negro, que se divide luego en dos brazos, uno hacia Grecia y otro hacia Serbia, terminando ambos en Italia (Norte y Sur); este proyecto se ha diseñado con la participación de la italiana ENI y con él se trata de asegurar en todo caso el suministro a Italia, lo que vendría a duplicar el proyecto Nabucco, que casi en paralelo promueven otros seis países de Europa y los Estados Unidos para traer gas del Asia Central, sin pasar por Rusia<sup>2</sup>. Aunque por distintas motivaciones, la postura de Francia o de Gran Bretaña es análoga a la alemana y a la italiana.

El resultado es que, cumbre tras cumbre, se constatan las diferencias en el seno de la Unión Europea en lo que a política y mercado energético se refiere. Empujadas por sus Gobiernos, las grandes compañías europeas, sean públicas o privadas, toman sus posiciones para asegurar el suministro de energía procedente de los dos grandes países productores: Rusia por el Norte y el Este y Argelia por el Sur y el Oeste. Obviamente las condiciones en que se negocian estos suministros son muy desiguales y los contratos son secretos, muy opacos para los 27 compradores, lo que da a los vendedores –repito- un gran dominio del mercado.

### **3. Los dos posibles modelos de seguridad en la Unión Europea**

Ante Europa se abren dos posibles modelos de seguridad:

---

<sup>2</sup> A estos tres proyectos nos referimos con detalle más adelante, en el texto.

### *A) El modelo monopolístico bilateral, que es el tradicional*

Está configurado por contratos a largo plazo entre un solo vendedor y un solo comprador con derechos de exclusiva sobre un determinado territorio para la comercialización del gas y bajo régimen de *take or pay* (con mayor o menor flexibilidad).

Este modelo de explotación ofrece seguridad al comprador y al vendedor (ambos se garantizan el abastecimiento durante 20 años) y ambos están dispuestos a invertir en infraestructuras (redes o plantas de regasificación) con un mercado asegurado. En la mayor parte de los casos, las grandes inversiones que necesita la conducción del gas (por tubo o por metanero en forma de LNG) son compartidas entre ambos con una equilibrada distribución del riesgo y un solo problema recurrente: la actualización del precio, que no se puede pactar a tan largo plazo y hay que revisarlo de tiempo en tiempo. Éste ha sido el modelo tradicional de organización de los suministros de gas en Europa, con el apoyo a las empresas, tanto exportadoras como importadoras, de los Estados respectivos. El diálogo entre Estados acompañaba siempre a las negociaciones empresariales (en muchas ocasiones, empresas de propiedad estatal) porque se concebía como una cuestión estratégica que no podía dejarse a la pura dinámica del mercado.

La verdad es que el resultado de un tal modelo no ha sido malo: ayudó a “gasificar” Europa, a tender una tupida red de gasoductos “nacionales”, que llevó esta energía a muchos hogares, industrias y centrales de generación eléctrica. Ahora bien, tenía sus contraindicaciones, entre ellas las siguientes:

- 1) La opacidad en los precios, que eran casi siempre secretos (o muy poco transparentes) porque no eran precios de mercado (en rigor, no había mercado, sino operaciones bilaterales, todas ellas peculiares o específicas).
- 2) En segundo lugar, eran, por definición, mercados nacionales (o subnacionales: de una parte del territorio) sobre los que se tenían, *de iure o de facto*, derechos de exclusiva, sin que las compañías

transportadoras y distribuidoras (verticalmente integradas) tuvieran el más pequeño estímulo para interconectar o ampliar sus redes con terceros, lo que podía menoscabar su negocio. Bajo este modelo, se dibujaban en Europa islas energéticas, con escasas o malas interconexiones entre ellas, sobre todo en gas. Obviamente todo ello era un atentado contra el mercado único, que devenía un imposible.

- 3) En tercer lugar, el sistema descansaba sobre la existencia de consumidores cautivos (de los distribuidores, que ostentaban derechos de exclusiva), condenados a soportar, en el mejor de los casos, cualquier ineficiencia empresarial (en el peor, cualquier corrupción o abuso en el manejo de los precios), porque no tenían opción alternativa alguna; en verdad, estos contratos entre los gigantes productores y los monopolistas comercializadores, atados unos a otros, ofrecían bastante seguridad, al menos en el corto plazo, pero eran también muy ineficientes, peligrosos para los consumidores y quizás, en el largo plazo, para todos.

Por estas razones y porque este modelo tradicional entrañaba una contradicción con los fundamentos mismos y los principios inspiradores de la Unión Europea, la Comisión, desde hace bastantes años, ha estado tratando de reformar el sistema para, sin perder seguridad, introducir en él la competencia entre operadores de los distintos países.

### ***B) El modelo competitivo multilateral, propuesto por la Unión Europea***

El nuevo modelo que la Unión Europea trata de llevar al sector del gas está presidido por la segregación de las redes, bien en su propiedad que sería lo preferible o, en todo caso, en cuanto a su gestión, que tiene que ser independiente tanto del productor en origen (vendedor al por mayor) como del distribuidor o comercializador del gas en destino (comprador en el mercado al por mayor y vendedor al consumidor final). En la red básica de gasoductos se

suelen incluir, al menos durante los primeros años, las plantas de regasificación, con acceso a ellas de los operadores cualificados. No hay en principio obstáculo a que el productor en origen pueda ser también vendedor al por menor, llegando al consumidor final, porque para aquél también están abiertas las redes tanto de alta como de baja presión (redes de distribución). Lo que no se admite es que éstas se cierren para todos aquellos que no sean su dueño. Se busca así un mercado abierto al por mayor, al que acudan productores y comercializadores en régimen competitivo, con pluralidad de ofertantes y demandantes; y también un mercado al por menor, sabiendo que todos tienen derecho de acceso a los gasoductos de baja presión, en condiciones de igualdad, según reglas objetivas y no discriminatorias.

Esto permitiría ampliar el mundo de los oferentes de gas al por mayor; rompería también los actuales monopolios de distribución e introduciría una variedad de contratos que daría mayor liquidez al sistema. Desde luego, los grandes productores actuales como Gazprom, Sonatrach o Statoil, con grandes reservas de gas, seguirían siendo los actores principales del mercado, pero junto a ellos surgirán otros productores independientes con recursos procedentes de otras áreas (por ejemplo, del Asia Central o de Oriente medio) que tendrían acceso a las redes de transporte, o en forma de GNL de otras partes del mundo, que acudirán igualmente a un mercado abierto, como es hoy el de crudos y sus derivados.

Por otro lado, los países (y empresas) importadores soportarán menos riesgos si pueden formar parte de un mercado europeo integrado con suficientes interconexiones. La seguridad es mayor si se ponen en común las reservas y los almacenamientos, que si cada uno tiene que constituir éstos por separado; asimismo una red bien integrada de gasoductos y plantas de LNG, con interconexiones transfronterizas, supondría por sí sola una gran diversificación de fuentes de aprovisionamiento. Con razón escribía el Comisario Piebalgs: *“En un mercado interior de la energía no está en el interés de ninguna parte del mercado ser menos segura que las otras. Por ello debemos promover la construcción de redes de gas regionales para una mejor integración, comenzando con la*

*Europa Central y del Sureste. La seguridad de suministro de gas es demasiado importante para dejarla en manos de cada mercado aislado cuando son los intereses estratégicos de la Unión Europea los que están en juego. Los Estados miembros tienen que trabajar juntos, en cooperación con el sector privado, para asegurar las mejores condiciones de inversión para todos. Esto será difícil de conseguir si los diferentes grupos de interés persisten en una defensa separada e independiente de cada uno. Por el contrario, ello se conseguirá si todos reconocemos que la seguridad del suministro de gas es un interés europeo y si Europa habla con una sola voz". Finalmente, como en todo mercado competitivo, la segregación de las redes respecto de la producción y la comercialización, al abrir la competencia, reduciría los márgenes en la distribución y venta al consumidor final.*

Este modelo tiene el peligro, ciertamente, de desincentivar la inversión en redes. Dadas las grandes inversiones que requiere el tendido de la compleja infraestructura necesaria para hacer llegar el gas al consumidor final, no es fácil que se construyan redes –o plantas de regasificación- si no se tiene una cierta seguridad de su uso por alguien. Hay aquí una cuestión problemática: la de la construcción y expansión de las redes en un sistema liberalizado, en el que no se tienen garantizados los mercados. La experiencia que tenemos hasta ahora de los mercados liberalizados, eléctricos o gasistas, es que la inversión en redes no siempre llega a tiempo.

### ***C) La recepción de un modelo u otro por los agentes***

Es obvio que tanto a Gazprom como a Sonatrach el modelo de liberalización e integración de los mercados que propone la Unión Europea no les satisface en absoluto. Alexander Medvedev, Vicepresidente ejecutivo (entonces, antes de alcanzar la Presidencia del país) de Gazprom, declaraba no entender la política de división de propiedad y gestión que impulsa la Comisión en el sector energético; a Gazprom le resulta “la idea más absurda en la historia de la economía mundial”. Según él, para construir un gasoducto (y lo mismo cabría decir de un tren de GNL) hacen falta tres cosas: gas suficiente para muchos años, financiación abundante y un mercado asegurado (de ventas). Si alguna de ellas no está clara, no habrá inversión. Esto puede ser

cierto, pero también cabría decir que para dominar un mercado hacen falta tres cosas: gas en origen, redes en exclusiva y contratos a muy largo plazo. Las tres se dan en el suministro a Europa, ruso o argelino. Muy probablemente, la consecución simultánea de ambas cosas –inversión y competencia- requerirá un proceso gradual de cambio, en los términos que veremos más adelante.

Lo peor del caso es que los Gobiernos de Francia y Alemania coinciden en sus apreciaciones con el Sr. Medvedev. Italia, por su parte, dice una cosa y hace exactamente la contraria<sup>3</sup>. Es decir, que los principales gobiernos europeos (salvo Gran Bretaña, quizás) no entienden la vinculación que la Unión Europea predica entre liberalización, integración europea y seguridad. Los Gobiernos europeos, en general, vinculan seguridad con nacionalidad (es decir, nacionalismo) y por ello procuran que sus grandes campeones nacionales (Gaz de France, ENI, ENEL, E.On-Ruhrgas) traben estrechos acuerdos de cooperación, que prolongan hasta el año 2020 ó que se institucionalizan mediante empresas conjuntas con los productores, como las diseñadas para la construcción de los dos nuevos gasoductos a los que ya nos hemos referido: el *North European Gas Pipeline*, con Alemania, o el *South Stream Pipeline*, con Italia. Todo ello, junto a otras operaciones corporativas que se van alumbrando como la presencia de E.On en el capital –y en el Consejo- de Gazprom, la cooperación prestada de las empresas italianas a la “reordenación” del sector energético (léase expropiación de Yukos) en la Federación Rusa, la presencia de Sonatrach en el capital de EDP o la búsqueda entrada de Gazprom o Yukoil en el accionariado de Repsol-Gas Natural.

De manera que la Unión Europea no tiene fácil la implantación de su modelo competitivo, porque frente a su esquema teórico, que con gran entusiasmo predicaban una y otra vez la Comisión Europea, los Gobiernos

---

<sup>3</sup> Vid. por ejemplo, Fulvio Conti, “*Europea needs to act as one on energy supply*”, en Financial Times, 17 de marzo de 2006, pero luego hace exactamente lo contrario. Y los premiers italianos y el Sr. Berlusconi y el Ente Nationali degli Idrocarburi (ENI) con su presidente a la cabeza corren una y otra vez a Moscú y se sienten muy honrados de que Putin les reciba (o les visite) y se preste a acuerdos bilaterales de actuación conjunta (la producción y las redes).

nacionales (alemán, francés, italiano, español, austriaco o griego) favorecen una alianza entre carteles vendedores y monopolios nacionales compradores, de los que disfrutan, por un lado Gazprom (que monopoliza las producciones de gas del Asia Central) y Sonatrach; y por otro, ENI, EOn, Gaz de France, Repsol-Gas Natural y otros monopolios nacionales de Austria, Grecia, Bulgaria o Hungría. Naturalmente, la posición negociadora de unos y otros es muy diferente. Los vendedores de gas (por tubo) son sólo dos, al menos por el momento, y los compradores son legión. Si, además, los primeros conciertan precios, su dominio es absoluto.

Todo esto no son suposiciones o interpretaciones, sino realidades probadas que se acreditan mediante una serie de hechos que se exponen a continuación.

#### **4. Las posibles fuentes de abastecimiento de la Unión Europea**

Actualmente –ya lo hemos dicho– los suministros de gas a la Unión Europea vienen fundamentalmente de tres países: Rusia, Noruega y Argelia. A ellos se suman en menores cuantías Nigeria, Libia, Egipto, Qatar y Trinidad Tobago, que hoy tienen en Europa menor presencia, pero que tienen un gran potencial productivo y son países próximos a Europa (salvo T.T.). A estos suministros se añaden ahora los provenientes de EE.UU., como explicamos en un epígrafe posterior.

Según las previsiones más fundadas, tanto el Reino Unido como los Países Bajos están en un proceso de producción decreciente, que puede llegar a hacer inexistente en el corto plazo su capacidad exportadora. Por el contrario, tanto Noruega como Rusia y Argelia así como otros países del Norte de África y del Golfo pueden aumentar su producción considerablemente (especialmente Qatar), sumándose a ellos Nigeria, cuya vinculación a Europa puede materializarse si se lleva a cabo el gasoducto transahariano. Por lo demás, la demanda de gas en Europa se estima que crecerá en los próximos años a una tasa anual del 1,6%, lo que supondría para un aumento de consumo en quince

años en torno a los 150 bcm adicionales (de los 548 actuales a los 697 bcm previstos en ese año).

Finalmente, están los países del Asia Central, antiguas Repúblicas de la Unión Soviética, como Kazajistán, Turkmenistán y Uzbekistán, que tienen grandes reservas, pero no es fácil que puedan alcanzar en bastantes años los mercados europeos porque su producción la comercializa casi totalmente la Federación Rusa. Los gasoductos de estos países fueron originariamente construidos para llevar gas a Rusia, que es quien les compraba –y les sigue comprando- toda su producción, revendiendo hoy una parte de ésta a Europa.

Estas son las fuentes más directas –y baratas- de aprovisionamiento de Europa por tubo. Naturalmente, por la vía del GNL puede venir gas de fuentes mucho más lejanas, como sabemos bien en España y Portugal. Pero el GNL está todavía poco establecido en la mayoría de los países de Europa es, al menos por el momento, más caro.

El futuro no es más halagüeño, sino que puede incrementar todavía más la dependencia de los tres países dominantes. Rusia es el principal productor del mundo (641 bcm en el año 2005 y puede llegar a los 770 bcm en el 2020) y el primer exportador a Europa como ya se ha dicho (sus 139 bcm, pueden elevarse a 200 bcm en el 2020). Noruega tiene hoy una capacidad exportadora cercana a los 90 bcm/año que puede elevar a 120 en el 2020. Y Argelia, tercer suministrador, puede también incrementar muy sustancialmente, de 57 bcm a 110 en dicha fecha<sup>4</sup>. Es claro, por tanto, que Europa depende –y dependerá cada vez más- de Rusia, salvo que se consolide y expanda la revolución del *shale gas*. Hay otras posibles fuentes de abastecimiento muy importantes como son las de Irán y Qatar, pero las dificultades operativas que ofrece el primero son notorias (bloqueo político impuesto por los Estados Unidos, que acaba de forzar a

---

<sup>4</sup> Estas cifras así como las anteriores las tomo del Informe OME – Observatoire Méditerranéen de l’Energie, preparado para la Unión Europea en 2007, bajo la autoría de un grupo de consultores integrado por Manfred Hafuer, Sohbet Karbuz, Benoit Esnault y Habib El Andalussi.

Repsol y Shell a abandonar sendos proyectos gasistas que tenían en aquel país) y el segundo, con enorme potencial (alberga un campo gigante, North Field, que puede darle una capacidad de producción de más de 200 bcm/año) se ha orientado hasta ahora más hacia Asia y los Estados Unidos, aunque parece que en el futuro puede ofertar a Europa un tercio de su producción (36 bcm en el 2010). En cuanto a Nigeria, sus reservas son parecidas a las de Argelia o Noruega (en torno a los 5000 bcm), pero hasta ahora no existe conexión por tubo y su exportación está limitada por su capacidad de LNG, concretada en cinco trenes de licuefacción que producen 30 bcm/año. Lo decisivo aquí sería el proyectado gasoducto transahariano Nigeria-Argelia-Europa, que duplicaría su capacidad exportadora, que es por el momento un proyecto cuestionado –y cuestionable- por la gran distancia que tendría que cubrir (4.500 km).

Vistas las actuales y posibles futuras fuentes de abastecimiento en origen, veamos a continuación cuáles son los corredores de gas a través de los cuales llega el suministro a Europa, que pueden esquematizarse así (se recogen los que están ya en operación y los proyectados en firme).

#### *A) Conductos Rusia-Europa*

El sistema actualmente en operación de transmisión de gas Rusia-Europa (integrándose en él como ya se ha dicho las exportaciones de Asia Central) está formado por tres conductos:

- a) El gasoducto Norte, que lleva gas a los Países Bálticos (Finlandia, Estonia, Letonia, Lituania), a Polonia y Alemania, a través de Bielorrusia.
- b) El corredor o gasoducto Central, que trae gas a Europa del Este y Central (Eslovaquia, Polonia, Chequia, Hungría y Alemania) a través de Ucrania.
- c) El corredor o gasoducto del Sur, que es el que permite a Rusia conectar con los productores del Asia Central y traer su gas,

también a través de Ucrania, a la Europa del Sur (Rumania, Bulgaria, Serbia, Grecia e Italia).

El total de suministros a Europa está hoy en torno a los 147 bcm/año. Pero dado el incremento de demanda esperado y la política expansionista que sigue la Federación Rusa respecto del gas, a la que más adelante aludiremos, con la que proyecta ampliar su suministro hasta los 190 bcm, se ejecutaron otros proyectos como

- d) El *North Stream Project* (NTEG) por el Báltico, desde cerca de San Petesburgo hasta Greifswald, en la costa norte de Alemania, obra de Gazprom y las empresas alemanas E.On y BASF y la holandesa Gasunie (con apoyo de ambos Gobiernos) orillando los países actuales de tránsito. La capacidad de transporte de este gasoducto es enorme: entre los 30 y los 55 bcm/año;
- e) El *South Stream Project*, que traerá –en un futuro- el gas del Asia Central por una segunda línea adicional a la existente que atravesará el Mar Negro hasta Bulgaria dividiéndose luego en dos ramales: el ramal norte, que irá a Serbia, Hungría, Austria y los Balcanes, cruzando luego al Norte de Italia; y el ramal sur, que descenderá hasta Grecia y cruzando el Adriático llegará al Sur de Italia. El *South Stream Project* es obra de Gazprom y el ENI (con el apoyo también de los Gobiernos respectivos: ambas son empresas públicas) y tendrá una capacidad de 30 bcm/año.

De esta forma, a través de ambos proyectos Rusia, desde el Este, circunda a Europa, por el Norte y por el Sur, mediante una tupida red de tubos y la paralela red de contratos con los países importadores; Europa estará realmente “entubada” por Rusia (en sentido literal y figurado) y ésta aumenta con ello su capacidad de suministro a Europa en más de 60 bcm/año, de conformidad con los destinatarios finales de su gas, a quienes asegura un suministro estable; por otro lado, con las nuevas construcciones se libera de las servidumbres que le

han creado los dos países de tránsito (Ucrania y Bielorrusia) abriendo vías alternativas. Europa aumenta su dependencia de Rusia.

### ***B) La conexión Noruega-Europa***

El único gran productor europeo de gas es Noruega. Los Países Bajos y el Reino Unido están en un proceso menguante de producción y van a ser incapaces a corto plazo de cubrir su propia demanda (de hecho están ambos construyendo plantas de regasificación de GNL). Noruega es un gran productor en sus yacimientos del Mar del Norte, del Mar de Noruega y del Mar de Barents, aunque en este último, próximo al Ártico, la explotación presenta grandes dificultades. Las reservas probadas de Noruega superan los 3.200 bcm y no ha sido explorado hasta ahora más que el 60% de su territorio.

La exportación del gas noruego se dirige, por un lado, a la Europa continental (Alemania, Holanda, Francia y Dinamarca) con un total de 79 bcm; y por otro lado, al gran mercado británico al que llega a través de dos gasoductos (Vesterled y Langeled Pipelines) con una capacidad de 36 bcm/año.

Hay en proyecto un nuevo gasoducto, todavía por definir con otros 20 bcm de capacidad, que puede ir a uno u otro destino y un proyecto de licuefacción en el Mar de Barents (en Snøvit) de 11 bcm. En total, Noruega será capaz a corto plazo (3-4 años) de poner en el mercado europeo 120 bcm/año.

### ***C) Las redes de conexión Argelia-Europa***

Argelia, por su parte, dispone de un bien asentado sistema de transporte de gas a Europa desde el Sur por varias vías, algunas ya operativas y otras en construcción:

- a) Con Italia le une el más antiguo gasoducto, hoy denominado "Enrico Mattei" en honor de su promotor, que envía gas de Argelia a Italia vía Túnez (Gasoducto Transmediterráneo), con una capacidad de 33 bcm/año.

- b) Con España está unida por el gasoducto “Duran Farell”, en homenaje a la persona que impulsó el desarrollo del gas en España, conducción que, a través del Norte de Marruecos, cruza el estrecho de Gibraltar y llega a la península Ibérica, con una capacidad de 18 a 20 bcm/año.
- c) El *Medgaz Pipeline*, que cruza el Mediterráneo desde Orán a Almería, de 8 a 10 bcm/año, una iniciativa de Sonatrach y CEPSA, a la que se sumaron luego Endesa, Iberdrola, GDF-Suez y luego quiso hacerlo – sin conseguirlo por el momento- Gas Natural. BP y TOTAL también participaron inicialmente, pero luego se retiraron del proyecto. Hoy el consorcio está integrado por Sonatrach, con una participación mayoritaria del 36%, CEPSA e Iberdrola, cada una con el 20% y Endesa y GDF-Suez con el 12% cada una. Su construcción se completó en los plazos previstos y entró en funcionamiento en el segundo semestre del 2010 con una capacidad inicial de 8 bcm. Ha sido considerado proyecto de interés común de las redes transeuropeas.

Junto a estos dos, ya operativos, el *Galsi Pipeline*, que llevará a Italia nuevo gas vía Cerdeña en la cuantía de 8 a 10 bcm/año, a partir de 2014. Es una iniciativa conjunta de Sonatrach, Enel, Edison y otros socios menores, reservando estos últimos una pequeña capacidad; y

Por otro lado, Argelia quiere ser también un gran exportador de LNG y tiene proyectos en marcha que pueden alcanzar los 40 bcm/año (hoy está en 27.5 bcm de gas licuado). De esta forma, Argelia puede llegar a poner en los mercados europeos cerca de 90 bcm/año.

Éstas son, al día de hoy, las fuentes y las conclusiones de abastecimiento de gas a Europa. Veamos ahora el proyecto, siempre incierto, que es Nabucco.

#### ***D) El proyecto Nabucco y su significado***

Nabucco es un proyecto de gran significado e importancia para Europa. Con él se quiere hacer posible que las grandes reservas de gas existentes en las repúblicas de la región del Caspio y algunos países de Oriente Medio puedan

tener acceso directo a los mercados europeos sin pasar por las redes rusas. Es la situación de países como Azerbaijón, Turkmenistán, Kazajstán, Georgia y Uzbekistán en el Cáucaso; y, por otro lado, Irán, Irak y el propio Egipto en el Oriente Medio. Ello supondría tender un conducto a lo largo de 3.300 Km que iría desde *Erzurum* (en Turquía) a *Baumgarten an der March* (en Austria) abriendo un corredor a través de Turquía, Bulgaria, Rumania, Hungría y Austria, llegando así al corazón de Europa.

El gas de estos países del Asia Central tiene hoy salida únicamente a través de los gasoductos rusos (a los que se uniría el proyectado South Stream antes visto, todos en manos de Gazprom). Se trata de ofrecerles una vía alternativa, que permitiera a estos países vender su gas a un mejor precio a los consumidores finales; y que diera a Europa la posibilidad de disponer de nuevos suministros a los que poder acudir en competencia con el gas ruso. Recientemente, Azerbaijón se comprometió a abastecer con 16.000 millones de metros cúbicos de gas para 2018 de los campos de Shah Deniz II, con promesa de alcanzar los 50.000. De esta manera se evita tener que contar con suministros de Irán o Turkmenistán y los azeríes se convertirían en los únicos suministradores.

Los socios de este nuevo conducto de gas a Europa son RWE (Alemania), OMV (Austria), FGSZ (Hungría), Transgaz (Rumania), BEH (Bulgaria) y BOTAS (Turquía), todos ellos con un 16,67% de participación y la ayuda de la Unión Europea que ha financiado un 50% del estudio de viabilidad del proyecto. En 2005 se firmó el primer *Joint Venture Agreement* y con él se trataría, como digo, de hacer llegar a Europa el gas procedente de estos países, conectando con el gasoducto Tabriz-Ankara (Irán-Turquía) y Bakn-Tbilisi-Ceyhan (*South Caucasus Pipeline, BTC*), que trae gas de Azerbaijón conectando luego esta última con Turkmenistán y Kazajstán a través del planeado Trans-Caspian Gas Pipeline; todo ello sin utilizar las redes rusas ni entrar en su territorio.

El proyecto Nabucco, sin embargo, ha presentado no pocas dificultades. En primer lugar, Turquía ha utilizado el proyecto como instrumento para

acelerar su incorporación -o un estatuto de asociación- a la U.E. En segundo lugar, no estaba clara inicialmente la garantía de un suministro suficiente de gas en origen, capaz de llenar su gran capacidad (30 bcm/año); Azerbaijón no parecía tener producción suficiente y el gasoducto a través del mar Caspio que permitiría la llegada de gas de las grandes reservas de Turkmenistán y Kazajistán, ofrecía no pocas dificultades de trazado; finalmente, Irán es ciertamente el tercer productor del mundo en potencia, pero el bloqueo comercial impuesto por Estados Unidos (secundado por la Unión Europea) y la enemistad con Turquía, hace dudosa su aportación a la red. Así, pues, aún cuando Estados Unidos y la U.E. apoyan extraordinariamente el proyecto, y le han ofrecido financiación el *European Investment Bank* y otros organismos multilaterales, el proyecto avanzó lentamente. Había un cierto escepticismo e inseguridad de su logro, tanto por razones políticas como comerciales.

En junio de 2012, finalmente, el Proyecto alcanzó un impulso definitivo, mediante la firma de un acuerdo entre el primer ministro turco y el azerí, que permite que, finalmente, las obras de construcción del gasoducto den comienzo en junio de 2013 y llegará a Austria en 2018. Se trata del gasoducto TANAP o transanatólico, entre Azerbaijón y Turquía, hasta la frontera con Bulgaria, que implica que, tras su construcción, sólo haría falta acometer el tramo occidental de Nabucco. Subsisten, sin embargo, algunos puntos conflictivos, como las contraprestaciones que solicita Turquía<sup>5</sup>.

## **5. El gas en la Península Ibérica: fuentes de abastecimiento y estructura**

Portugal y España han sido testigos, en los últimos veinticinco años, de un espectacular aumento del gas natural en la estructura del consumo energético, mediante la introducción del gas natural. Su importancia rebasó los límites del

---

<sup>5</sup> *Turquía, encrucijada energética*, El País, 12 de agosto de 2012; y Ruiz González, F.J., EL LABERINTO DEL GAS EN EURASIA: PROYECTOS, REALIDADES, Y CONSECUENCIAS GEOPOLÍTICAS, IEEEE, 27 de julio de 2012.

suministro de gas canalizado a la población y empieza también a manifestarse en otros sectores, como la automoción<sup>6</sup>.

La mayoría de los países de Europa, especialmente de la Europa Central y Oriental, dependen del gas ruso (algunos al 100%, otros al 80% y otros como Alemania o Italia, entre el 30 y 40%).

La península ibérica tiene una dependencia energética grande, pero disfruta de unos aprovisionamientos más diversificados y no depende del gas ruso, aunque sí, muy principalmente, del gas de Argelia. España y Portugal no sólo son una isla eléctrica, sino que son también una isla gasista, sólo interconectable con Francia en un 2'9% de su consumo total, que está en torno a los 42 bcm. Así pues, no nos afecta prácticamente nada, mientras no se aumenten las interconexiones, los suministros posibles procedentes de Rusia o de Noruega (los otros dos grandes proveedores de gas a Europa).

El único suministro por tubo es el que nos viene de Argelia, que cubre hoy más de un tercio del total (en torno al 37%). Los otros dos tercios nos llegan en forma de GNL, en buques metaneros que vienen básicamente de Nigeria (24%), los países del Golfo (13%), Egipto (11,5%), Trinidad Tobago (6%), Noruega (6%) y también Argelia de donde nos llega otro 6% en forma de GNL (es decir, 43% en total). A todo ello se suma el suministro de Medgaz que trae a la península otros 8 bcm, con lo que el gas argelino puede llegar al 50% de nuestro suministro total, con un único proveedor: Sonatrach. El límite máximo que la legislación española permite para traer gas de un mismo país es el 60%.

El GNL ha experimentado en estos últimos años una notable expansión en el mundo, y también en la península ibérica, en la que existen 8 plantas de regasificación (más que en todo el resto de Europa)<sup>7</sup>. Esto permite diversificar

---

<sup>6</sup> *El gas se abre hueco en el automóvil*, El Mundo, 27 de mayo de 2012.

<sup>7</sup> Estas ocho plantas son las de Sines en Portugal, Barcelona (1950 MN m<sup>3</sup>/h), Sagunto (1200 MN m<sup>3</sup>/h), Cartagena (1350 MN m<sup>3</sup>/h), Huelva (1350 MN m<sup>3</sup>/h), Bilbao (1200 MN m<sup>3</sup>/h), Reganosa (412 MN m<sup>3</sup>/h) y Musel (800 MN m<sup>3</sup>/h), a las que habría que añadir las dos proyectadas para Gran Canaria y Tenerife. El proyecto Gascan (gas de Canarias) iniciado por

suficientemente las fuentes de abastecimiento, aunque nuestra dependencia, actual y futura, del norte de África (Argelia, Libia, Egipto)<sup>8</sup> será siempre superior al resto de países suministradores, complementándose quizás en su día, en términos cuantitativos, con el suministro procedente de Nigeria, si finalmente se construye el gasoducto transahariano. La capacidad de producción de Argelia es muy alta (en torno a las 150 bcm) y la proximidad de estos países a Italia y a la península ibérica aconsejará siempre la integración eficiente de producción y consumo entre, por un lado, el África subsahariana y los países del Magreb y, por otro, el Sur de Europa (Italia, España, Portugal y Francia). África mantiene, según algunas estimaciones, el 8% de las reservas mundiales de gas (los cuatro países citados más Angola) y se prevé para finales de 2014 una producción de 270 bcm que es una cantidad muy importante.

La empresa española ENAGAS es la columna vertebral del sistema gasista español: el mayor transportista (y transportista único, en la red troncal), TSO (*Transmission System Operator*) y Gestor Técnico del Sistema. En los últimos meses, además se ha globalizado, con adquisiciones de infraestructuras en varios lugares, como en Chile<sup>9</sup>.

La energía y, en particular, el gas natural constituyen los sectores donde mayor éxito ha tenido la inversión portuguesa en España. Se trata del grupo de empresas HC Energía, perteneciente a EDP (Energías de Portugal S. A.), accionista mayoritario, con una participación del 96,6%. El resto del capital pertenece, básicamente, a la Caja de Ahorros de Asturias (3,14%). La sociedad

---

Endesa y un grupo de empresarios industriales y hoteleros canarios, junto a Sodecan, parece que puede ser adquirido próximamente por ENAGAS (transportista, gestor del sistema y cotitular de otras regasificadoras en la península).

<sup>8</sup> Argelia es ya un gran productor, que provee el 13% del gas que se consume en Europa. Egipto es el sexto productor de LNG del mundo. Y Libia, un país casi inexplorado todavía como consecuencia del bloqueo al que fue sometido, ofrece las mayores reservas de petróleo del continente y cerca de 60.000 bcf de reservas probadas de gas; por ello, grandes empresas como Shell, Petro-Canadá, la italiana ENI y sobre todo Gazprom han obtenido licencias de exploración y producción.

<sup>9</sup> *Enagas se enchufa a la globalización*, en El País, 13 de mayo de 2012.

matriz del Grupo es Hidroeléctrica del Cantábrico S. A. HC Energía trabaja, principalmente, en el campo de la electricidad, pero también en el gas. Participa mayoritariamente en el Grupo Naturgas (para el desarrollo del negocio del gas). Tiene una participación más reducida (15,5%) en EDP Renovables.

Junto a la participación mayoritaria de HC Energía en el Grupo Naturgas (85%) se encuentra la participación del Ente Vasco de la Energía (15%). Naturgas realiza actividades de distribución de gas el mercado regulado y comercializa además gas y electricidad. Según informa la página web de la compañía, el Grupo prestaba servicio al cierre de 2011 a más de 993.000 puntos de suministro en el mercado regulado y a 787.800 clientes de gas en el mercado liberalizado, así como a más de 106.000 de electricidad. Es el segundo distribuidor de gas natural del mercado español. Está presente con infraestructuras propias en nueve Comunidades Autónomas: Asturias, Cantabria, Cataluña, Castilla y León, Extremadura, Madrid, Murcia, Navarra y País Vasco. Con una facturación de 1.561 millones de euros en 2011 y una extensa red de gasoductos, NATURGAS es líder en gas en Asturias, Cantabria, Murcia y País Vasco; emplea a más de 400 personas<sup>10</sup>.

Hasta el mes de junio de 2012, Naturgas Energía Grupo, S.A. era el segundo transportista de gas de España. En esa fecha llegó a un acuerdo con Enagas, el mayor operador de transporte gasista español, para la venta de su negocio de transporte de gas en España. La operación contó con el necesario visto bueno del Ente Vasco de la Energía. Como resultado de la operación, Enagas ostentará el 90% y el Gobierno Vasco, a través del Ente Vasco de la Energía, el 10% del negocio de transporte de gas que hasta la fecha ha sido propiedad de Naturgas Energía.

Otro desarrollo trascendente es la creación de un hub peninsular, cuyo embrión es la Sociedad Promotora Bilbao Hub Gas, con CaixaBank, Kutxabank, el Gobierno Vasco y la Generalitat catalán. En ella van a formar parte los

---

<sup>10</sup> [www.hcenergia.es](http://www.hcenergia.es)

principales operadores, cada uno con un 5%, una vez la CNE lo autorice. Quiere erigirse en la referencia del sur de Europa a la hora de cerrar los acuerdos para el suministro a corto plazo y poner en el mercado los contratos a largo plazo<sup>11</sup>.

## 6. El gas de pizarra (shale gas) entra en escena

El *shale gas* está cambiando radicalmente la industria gasista, hasta el punto que se habla de la llegada de una edad dorada para el gas<sup>12</sup>. Los EE.UU. van a convertirse, de acuerdo con numerosas predicciones, en un exportador neto de LNG, como lo demuestra, por ejemplo, la conversión de una planta de regasificación de la empresa Cheniere, recientemente construida, en una de licuefacción y, a partir de ahí, la construcción de hasta nuevas ocho terminales de LNG, para la exportación. De hecho, en el año 2010 EE.UU. sustituyó a Rusia en el papel de primer productor del mundo. Aun cuando los EE.UU. no alcancen una independencia energética completa, el shale gas modifica las relaciones de poder que entraña la interdependencia<sup>13</sup>. Esta superabundancia de gas provocó una caída de los precios en el mercado canadiense y en el estadounidense y, consiguientemente, en políticas de reducción de la producción<sup>14</sup>. En cualquier caso, conviene que esta nueva fuente de energía no implique el nacimiento en los EE.UU. de un nuevo nacionalismo.

Hay abundantes reservas de *shale gas*, es barato y más limpio, pero para su extracción y comercialización se precisan importantes cambios regulatorios. Su potencial consiste en desplazar a otros recursos fósiles tradicionales, en ralentizar el desarrollo de fuentes renovables de energía y en acelerar el

---

<sup>11</sup> Cinco Días, 11 de junio de 2012.

<sup>12</sup> *Prepare for a golden age of gas*, en *Financial Times*, 5 de abril de 2011; y *Gas at a turning point, but don't write off oil and coal*, en *Financial Times*, 21 de agosto de 2012.

<sup>13</sup> Ny, J.S., *Objetivo, lograr la independencia energética*, en *El País*, 5 de agosto de 2012; y *Shale gas glut dents oil major earnings*, *Financial Times* de 27 de julio de 2012.

<sup>14</sup> *Conoco to cut North American gas output*, en *Financial Times*, 15 de febrero de 2012, y *Natural gas prices in US fall to lowest in 10 years*, *Financial Times*, 24 de julio de 2012.

cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones contaminantes<sup>15</sup>. Su explotación está siendo posible gracias a la tecnología del *fracking*, que ha sido utilizada previamente en reservas de petróleo. Esta tecnología presenta algunos riesgos medioambientales, que ha llevado a su prohibición en algunos países<sup>16</sup>.

Además de yacimientos de gas convencional, existen en Iberoamérica importantes reservas de *shale gas*, particularmente (por este orden) en Argentina, Brasil y Colombia. Mientras que Brasil no ha mostrado gran interés en su explotación, Argentina sí lo ha hecho, principalmente en la cuenca de Neuquén, concretamente en el yacimiento Vaca Muerta, donde YPF anunció en la primavera de 2012 que había descubierto 1 billón de barriles.

Argentina está en condiciones de convertirse en la gran productora de *shale gas* y *shale oil* e, incluso, en la tercera del Mundo en esas energías, sólo detrás de los EE.UU. y China. Hasta el momento, sin embargo, Argentina no se ha embarcado en una explotación sistemática y gran escala: en 2011, se excavaron 83 pozos de gas no convencional y existían planes para 120 pozos más, hasta que en 2012 el 50% de la producción en Neuquén sea *gas shale*. Argentina ha puesto en peligro la explotación de ese recurso, por culpa de las medidas de restricción de importaciones: desde febrero de 2012, toda importación está sujeta a permiso previo del Gobierno. Esta política proteccionista dificulta la entrada del equipo necesario para explotar los yacimientos de Neuquén<sup>17</sup>.

Tras la ruptura con REPSOL, la industria nacional argentina tendrá que aliarse con uno o varios grupos energéticos multinacionales, para alcanzar la inversión requerida. Argentina debe sobreponerse a los riesgos medioambientales de la extracción del *shale gas*, porque sólo de esa manera

---

<sup>15</sup> *Shale gas boom leads to sharp drop in US carbon emissions*, en Financial Times, 24 de mayo de 2012.

<sup>16</sup> *Terminal decline no Longer y Fightback against the frack attack*, en Financial Times, 24 y 25 de abril de 2012, respectivamente.

<sup>17</sup> *Tough conditions for exploration y Finds that form a bedrock of hope*, en Financial Times de 25 y 23 de abril, de 2012 respectivamente.

podría llegar a ser autosuficiente energéticamente (en la actualidad, Argentina importa gas de Bolivia y Qatar) y a cubrir una demanda creciente. El desarrollo de esta industria puede crear numerosos puestos de trabajo, para los cuales no es necesaria una cualificación especial<sup>18</sup>.

## 7. Estructura de los mercados. El dominio de las NOCs

La estructura de los mercados ha cambiado mucho en los últimos años. En la pasada generación, la estructura del sector de hidrocarburos (gas y petróleo), era la de un conjunto de empresas europeas y americanas (International Oil Companies, IOCs, entre ellas las famosas “Siete hermanas”) que invertían en los países productores (Oriente Medio, Asia Central, Venezuela, Ecuador, Nigeria o los países del Magreb) a los que aportaban tecnología y capital para la explotación de sus reservas<sup>19</sup>. Aproximadamente, de cada diez barriles de petróleo, en el país de origen quedaban dos y los otros ocho correspondían a la empresa explotadora (nunca mejor dicho), que era quien, además, monopolizaba el “*downstream*” (comercialización, aguas abajo). Esta situación ha cambiado radicalmente. Hoy los recursos –y las empresas- se han nacionalizado. Las National Oil Companies (NOC’s) han sustituido a las empresas petroleras internacionales; están aquéllas bien capitalizadas y han aprendido a operar en el mercado; la tecnología la compran a diversos ofertantes (Services Companies, SCs)<sup>20</sup>. En tales condiciones, han nacionalizado las reservas y han establecido derechos de aprovechamiento diferentes a las que existían hasta ahora. En muchos de los nuevos proyectos, con o sin constitución de sociedades mixtas, la NOC debe retener como mínimo el 51% del capital y se prevé una *windfall tax* si los precios del gas o petróleo suben por encima de un

---

<sup>18</sup> *Shale Gas – A Global Perspective*, KPMG Global Energy Institute, KPMG International

<sup>19</sup> Las siete iniciales quedaron luego fusionadas en las cinco actuales: Exxon Mobil, Chevron, BP, Shell y Total.

<sup>20</sup> Las nuevas “siete hermanas” (NOCs, *resources holders*) son las siguientes: Saudi-Aramco, Gazprom, CNPC de China, NIOC de Irán, PDVSA de Venezuela, Petrobras de Brasil, Petronas de Malasya, a las que podrían agregarse, en el sector del gas, Sonatrach de Argelia y la empresa nacional Qatar Petroleum.

determinado nivel. Hoy de cada 10 barriles de petróleo –o metros cúbicos de gas- que se producen, 8, como mínimo, corresponden al país de origen y 2 a la empresa explotadora; según otros cálculos, si el precio del barril de petróleo es de 110 dólares, sólo 12 dólares quedan para la empresa explotadora.

La situación, pues, se ha invertido. Las reservas de los hidrocarburos están hoy en manos de empresas nacionales de los países productores y sólo una pequeña proporción en manos de las internacionales. Éstas conservan quizás una mayor cuota de reservas de gas (en torno al 40%, con variaciones según las compañías) y su presencia en la cadena de explotación de esta energía es todavía necesaria por varias razones: porque requiere mayores inversiones de capital, porque exige una tecnología más compleja y porque muchas de estas compañías dominan los mercados finales en sus respectivos países (así Gaz de France, Ruhrgas, ENI-ENEL o Gas Natural-Unión Fenosa), de modo que, por el momento, siguen siendo necesarias<sup>21</sup>. Sin embargo, la tendencia expansionista de los grandes abastecedores como Gazprom o Sonatrach sigue viva y actuante, como enseguida veremos. Con esta salvedad, en lo que al gas se refiere, lo cierto es que el futuro de la producción energética en petróleo y gas está en manos de empresas estatales de los países productores, pero nada asegura que estas empresas vayan a tomar las decisiones óptimas de inversión desde el punto de vista de la seguridad energética global (Paul Isbell). Por otro lado, aunque las empresas internacionales siguen prestando servicios a las NOC's, el rendimiento de su negocio es muy diferente, por lo que están también menos interesadas en la producción y el descubrimiento, en esos países, de nuevas reservas. De hecho, la producción ha descendido en los últimos tiempos en algunos países como Méjico, Venezuela, Bolivia e incluso Rusia, por falta de

---

<sup>21</sup> En el caso del petróleo, la tecnología necesaria es fácilmente adquirible y los mercados son globales y líquidos, después de tantos años. En el caso del gas la tecnología para la explotación de una cadena completa de GNL no es tan asequible (está en manos de menos compañías) y es más difícil de adquirir. Los mercados son territoriales o regionales (más que globales) y por tanto es más necesaria para las NOCs la colaboración de empresas comerciales en el *downstream*. Aunque, como se dice más adelante en el texto, las NOCs están procurando penetrar también en la comercialización para maximizar el valor de su producto.

inversión suficiente. Estos comportamientos empresariales son una amenaza para la seguridad de suministro en Europa.

Volviendo a nuestro tema –la estructura de los mercados- digamos que las NOC's, que monopolizan el *upstream*, están tratando de penetrar también, aguas abajo, en la comercialización final de los productos (*downstream*). Hemos visto como Rusia ha tratado de posicionarse en las empresas comercializadoras europeas (caso de Centrica, Repsol, RWE o E.On-Ruhrigas) sin que hasta el momento haya conseguido entrar en ellas (aunque lo ha intentado); y asimismo, Sonatrach ha obtenido licencias de comercialización en Italia y España, y participación en empresas españolas o portuguesas, que le ceden parte de su negocio con el fin de asegurarse los abastecimientos (así por ejemplo, EDP le ha cedido una participación en sus plantas españolas de ciclo combinado).

De esta forma, hemos pasado de un mercado de compradores (que éstos dominaban) a un mercado de vendedores (esto es, dominado por éstos) al que los compradores –que se han multiplicado, después de la liberalización del gas- acuden en desbandada para asegurarse –cada uno por su cuenta- los suministros de gas y petróleo. En estos últimos años, los vendedores han logrado:

- a) Potencia financiera, consolidada por los precios del crudo (aunque no siempre dedicada a la necesaria reinversión).
- b) *Know how*, adquirido con los años y con los consultores técnicos (aunque la falta de *expertise* y capacidad se nota todavía).
- c) Oligopolio de ventas (OPEP y OPEG, el segundo en formación).
- d) Garantía de mercados, pues los demandantes han disparado su consumo.

Y desde esa posición de fortaleza que hoy ostentan, la tensión entre las NOCs (es decir, los Gobiernos) de las naciones dueñas de los hidrocarburos y las empresas internacionales –la mayoría de ellas con escasas reservas- acaba siempre resolviéndose a favor de las primeras, sean éstas Venezuela, Libia, Ecuador, Bolivia o Argelia donde ENI o REPSOL han tenido que renegociar sus

condiciones de explotación o Rusia, donde BP o Shell han tenido que ceder, a favor de Gazprom o Rosneft, la mayoría que ostentaban en algunos proyectos y han tenido que reconocer una enorme cuota de los beneficios a favor del Gobierno. El único camino que hoy encuentran las IOCs es “asociarse” con quienes detentan los recursos. Éstos les han hecho saber que la única manera de invertir con éxito en sus países es asociándose a las empresas nacionales existentes en cada uno de ellos, casi siempre de carácter público (Gazprom y Rosneft en Rusia, Sonatrach en Argelia, PDVSA en Venezuela, etc.) sometidas siempre al poder decisorio del Gobierno incluso cuando son formalmente privadas como es el caso de Lukoil o el consorcio TNK-BP. Obviamente, en estas “asociaciones” el papel de los extranjeros está siempre subordinado a su principal y ambos a lo que diga el Gobierno.

Los países de la Unión Europea no han sabido reaccionar hasta el momento ante esta situación. Se han resistido lo que han podido a dar entrada en sus territorios a las NOCs, pero sin lograr definir un marco común de actuación. Estas relaciones entre empresas nacionales y foráneas deberían estar presididas por unas mismas reglas de mercado (separación del negocio de suministro respecto del transporte y la distribución, apertura de las redes a terceros, gestión independiente de éstas, etc.) y un régimen de reciprocidad en cuanto a la inversión (sólo aquellos que tengan liberalizados sus propios mercados energéticos estarían autorizados a comprar activos en la UE y tener acceso a la comercialización y venta al consumidor final). No es admisible que los países productores monopolicen el *upstream*<sup>22</sup> y luego quieran actuar en el *downstream* de las compañías alemanas, italianas, españolas o portuguesas.

---

<sup>22</sup> Rusia, por ejemplo, decidió recuperar a través de Gazprom la explotación de los proyectos Shakhalin II y Kavytka, que tenía concedidos a Shell y TNK-BP. Y Argelia decidió recuperar para sí el proyecto Gassi-Touil, que tenía otorgado a Repsol.

## 8. El mercado de GNLs y las nuevas modalidades de contratación

En el caso del gas, la diferente posición de los países productores y consumidores obliga a articular un delicado equilibrio entre ellos. La cooperación entre unos y otros es necesaria. Los países productores deben hacer posible el desarrollo de las inversiones en el *upstream* (exploración, producción, licuefacción o transporte a alta presión en largas distancias). Por su parte los países consumidores tienen que aumentar sus inversiones en plantas de regasificación y buques metaneros, para tener la posibilidad de importar gas licuado de diferentes procedencias. Unos se apoyan en otros y ambos se necesitan: los productores tienen que asegurarse los mercados; los consumidores tienen que asegurarse los abastecimientos en origen; pero todos han de operar en un entorno multilateral de mercados spot y de corto plazo porque así lo exigen los nuevos mercados de GNL, que se están desarrollando con gran rapidez (no como antaño, en que los contratos eran siempre bilaterales, a larguísimos plazos, en régimen de *take or pay*).

La situación del mercado mundial de GNL será cada día más parecida a la del petróleo, aunque siempre menos líquido que en el caso del crudo, porque subsistirá siempre una gran proporción de la producción sometida a contratos bilaterales con destinos vinculados, por las grandes inversiones conjuntas que exige una cadena de producción de GNL. Todos los actores –productores, transportistas o comercializadores- necesitarán la garantía de obtención de unos ingresos por su actividad que les permita rentabilizar sus inversiones (en plantas de tratamiento, licuificadoras o regasificadoras, oleoductos o metaneros). Los acuerdos entre las partes serán necesarios para la viabilidad de los proyectos, aunque naturalmente nadie puede ver asegurados los beneficios. Cuando los precios del GNL, que están siempre vinculados a los del gas por tubería (con el que tiene que competir) y éste al del petróleo, sufren una considerable caída, se pueden crear dificultades a algunos suministradores cuyas plantas tienen que seguir funcionando por los altos costes fijos que suponen.

En el marco de estos nuevos mercados, se han venido desarrollando, lógicamente, nuevas modalidades contractuales, con numerosas variantes respecto de las tradicionales, como las siguientes:

- a) Los precios ya no vienen necesariamente referenciados a los combustibles –normalmente el petróleo- a los que el gas venía a sustituir, sino a índices de referencia ligados a mercados de intercambio de gas físico (*hubs*), a mercados de futuros o a mercados regionales de corto plazo. Los precios de referencia los marcan los cargamentos spot de GNL y a ellos habrá de ajustarse en el futuro el suministro por gasoducto<sup>23</sup>.
- b) Ya no se contrata la total producción de un alumbramiento a veinte o treinta años en régimen de *take or pay*, sino que una parte de la capacidad puede dejarse disponible con objeto de comercializarla en los mercados de contado, que se irán desarrollando progresivamente.
- c) Los plazos de contratación pueden seguir siendo largos por las grandes inversiones que, como ya se ha dicho, requiere construir una cadena completa de suministro, pero hay tendencia a reducirlos y además no se limita la reventa posible de gas en mercados finales distintos del principal, de modo que el gas puede derivarse a aquellos compradores que paguen precios más altos (los metaneros como los petroleros pueden desviarse en el camino a otros destinos).

En definitiva, el modelo rígido de contrato con larguísimos plazos, se sustituye por otros más flexibles, que permiten un mercado abierto y líquido. Se están desarrollando así, progresivamente, mercados internacionales de contado (*spot*) y de corto plazo, con intercambio físico de gas (*trading*) creándose un mercado, global o regional, bastante líquido y actual, con precios de referencia

---

<sup>23</sup> Esta nueva realidad tiene algunos riesgos, como la manipulación de los precios: García, J.A. y Harris, D., *¿Un líbor en el mercado de gas en Europa?*, Cinco Días, 20 de julio de 2012.

propios. Hace unos años el mercado de GNL era un complemento o modalidad más de contratos bilaterales de abastecimiento en que unas compañías con capacidad de inversión suficiente para financiar las infraestructuras en origen y en destino, concertaban con países productores, lejanos de los centros de consumo, la construcción de las instalaciones para licuificar y regasificar, contratando simultáneamente la provisión de gas para su explotación durante los años necesarios para amortizar la inversión. El modelo de contrato vinculaba el destino final del producto desde su extracción a su consumo. No existía, realmente, un mercado líquido de gas, ni global ni regional. Hoy, por el contrario, las operaciones se han multiplicado sin quedar vinculados los destinos finales; el transporte disponible (número de buques metaneros) también se ha incrementado y las inversiones en origen (países productores) y en destino (consumidores) se llevarán a cabo, cada vez más, sin un necesario soporte recíproco. Porque la producción disponible, no vinculada, crece al 8% anual y se está alumbrando un mercado líquido global de GNLs<sup>24</sup>.

Por otro lado, la tecnología de licuefacción, transporte (tamaño de los metaneros) y regasificación está disminuyendo los costes del GNL; como muchos procesos industriales éste ofrece grandes economías de escala; y además el coste del transporte no es muy significativo, por lo que puede llevarse el producto hasta cualquier distancia, haciendo realmente posible un mercado global de GNLs cada vez más capaz de competir con el gas suministrado por tubo (antes, los costes eran muy disímiles; hoy los del GNL se han reducido en un 25%).

---

<sup>24</sup> La globalización del mercado de GNL es ya un hecho. El terremoto que sufrió Japón en julio de 2007, que provocó el cierre de una planta nuclear y obligó a mantener en funcionamiento muchas más horas las centrales de gas, provocó una subida de los precios del GNL en Europa, porque una parte de la producción que va al mercado spot fue desviada a quien ofrecía mejor precio. Es claro que el GNL, como el petróleo, será cada vez más una *global commodity*, cuyos precios vendrán determinados por la oferta y demanda globales. Se estima que en el 2030 un 50% del mercado mundial del gas será en forma de GNL, pero en un plazo mucho más corto se habrá producido el cambio en la forma de contratar el gas que se recoge en el texto, con referencias de precios para el gas independientes de los del petróleo.

Pues bien, este comercio mundial de GNL, puede significar una garantía de seguridad de suministro para la península ibérica, si la dinámica del mercado o una hipotética interrupción de los suministros por tubo lo exigen. La península ibérica tiene que integrarse cada día más en esos mercados, participando en operaciones de contado, con re-direccionamiento de barcos de GNL cuando sea necesario.

España y Portugal, con su gran longitud de costa, gozan de una posición privilegiada en las grandes rutas de aprovisionamiento de GNL, procedente de Oriente Medio (Qatar, Omán, Arabia Saudita en su día) o de la cuenca atlántica (con grandes suministradores de GNL como Nigeria o Trinidad Tobago). Ahora bien, ello requiere una preparación logística adecuada en cuanto a terminales de regasificación, preparación de almacenamientos y una red de gasoductos capaz de integrar –y ampliar- los mercados. Esta es una alternativa posible –y razonable- para la Europa mediterránea y hay que hacerla realidad mediante proyectos comunes con otros países productores como Egipto o Libia, con los que Gas Natural Fenosa (España) y Gaz de France han construido ya plantas de licuefacción en origen (Damietta e Idku, respectivamente) y nuevas terminales de regasificación en destino (Reganosa en Coruña y Fos en el sur de Francia). También Repsol tenía adjudicado el proyecto de Gassi Touil en Argelia, pero luego éste fue cancelado. En cualquier caso, es evidente que la península ibérica constituye un punto clave de entrada de gas a Europa, por lo que resulta necesaria una ampliación e interconexión transfronteriza de gasoductos entre Portugal, España y Francia, que amplíe y unifique el mercado, permitiendo también nuevos suministros de España y Portugal, desde y hacia el Norte de Europa.

Esta nueva estructura del mercado mundial ha permitido a empresas peninsulares alcanzar una posición vendedora, como lo demuestra el contrato firmado por Gas Natural Fenosa con Gail, la mayor venta de gas en Asia<sup>25</sup>. El

---

<sup>25</sup> *Gas Natural firma con la india Gail la mayor venta de gas en Asia*, El Economista, 1 de septiembre de 2012.

negocio internacional de esas empresas, además, les ha ayudado a mantener unas cuentas saneadas en estos tiempos de crisis<sup>26</sup>.

## **9. Política energética de la Unión Europea y lecciones derivadas de la dependencia de Rusia y Argelia**

Se trata de examinar ahora los problemas que afectan a Europa en materia de seguridad energética, en concreto, seguridad de sus abastecimientos de gas, dada su dependencia de Rusia y Argelia, que suministran más del 40 por ciento de su consumo y pueden aumentar su cuota hasta alcanzar entre ambos el 50%. Ambos son países difíciles de tratar, especialmente si llegasen a formar un duopolio de oferta o simplemente concertasen sus políticas de precios.

Conviene recordar a este respecto que aún cuando hasta ahora los países exportadores de gas no han constituido ninguna OPEG (OPEP del gas) y aún cuando este mercado, por ser más bilateral y mucho menos líquido que el del petróleo, se presta menos a ello, existe desde 2001 el Foro de Países Exportadores de Gas (FPEG) que con ocasión de la actual crisis económica y caída de los precios ha cobrado nueva vida. A propuesta de Rusia, esta organización se ha constituido con carácter permanente, aprobando unos estatutos y eligiendo como sede permanente Doha, capital de Qatar. Los constituyentes aseguran que su organización no tiene nada que ver con la OPEP, que sólo se proponen garantizar un precio justo y evitar que los países exportadores compitan entre sí (en precios) y queden en manos de sus compradores exclusivos, lo que suena completamente a la creación de un cartel. Veremos cómo actúa.

Tanto Rusia como Argelia han sido hasta ahora suministradores bastante fiables, porque, entre otras cosas, el grado de dependencia de sus ventas –y por tanto de sus ingresos- respecto de Europa es exactamente el mismo que el de Europa respecto de sus suministros. Se encuentran atados el uno al otro. Pero,

---

<sup>26</sup> *El negocio gasístico mundial salva las cuentas de Gas Natural*, en Cinco Días, 25 de julio de 2012 y *Gas Natural gana ya un 42% en el exterior*, Expansión, de 25 de julio de 2012.

como ya hemos dicho, la posición negociadora de Rusia o de Argelia sobre cada país por separado es de indudable superioridad y así se ha podido comprobar en todos los conflictos surgidos hasta ahora; el grado de dependencia y la exigencia de continuidad en el suministro de los europeos es de tal naturaleza que difícilmente se puede alcanzar, en las discusiones con Gazprom o Sonatrach, una posición de igualdad. Esto se ha visto, tanto en los conflictos de España con Argelia como en las crisis ucraniana o bielorrusa del año 2006 (en que quedó interrumpido por unos días el suministro a Europa), en la débil reacción europea ante la invasión de Georgia por las tropas rusas en agosto de 2008, ó en el conflicto con Ucrania, que ha interrumpido el suministro a Europa más de veinte días en enero de 2009. El Comisario Piebalgs afirmó en enero de 2006 que estas crisis tendrían consecuencias duraderas y otro tanto dijo Barroso en 2009, pero hasta ahora no han tenido mucha. Y la razón es obvia: la capacidad de reacción de Europa respecto de Rusia es poca. La desunión de Europa sigue ahí y la mejor prueba de ello es la lentitud con que ha avanzado el proyecto Nabucco, de conducción alternativa de gas a Europa desde el Asia Central, que no parece haber tenido hasta ahora gran éxito, a pesar de haber sido incluido entre el plan de redes transeuropeas y estar apoyado por los Estados Unidos. Todo el mundo alaba este proyecto, pero nadie se compromete seriamente con él, ni los proveedores de gas (a los que les falta capacidad de producción) ni los importadores (que no quieren irritar a Gazprom).

Por lo demás, los llamamientos de la Comisión (o del Consejo) a una política común y a una seguridad compartida no van más allá de vagas apelaciones a la diversificación de suministros, a la solidaridad y la gestión en común de algunos almacenamientos e instalaciones, salvo lo que, desde 2007, dispone el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea. Y así, por la vía de los hechos consumados, nos dirigimos a un sistema energético europeo que, en el sector del gas, está dominado en cada país por sus respectivos monopolios/duopolios de campeones nacionales/europeos, y todos ellos se encuentran sometidos a los dos gigantes ruso y argelino, en detrimento de la competencia y con clara prevalencia de los intereses de estos últimos sobre los europeos. Este es el cuadro, que pasamos a ver con más detalle separando el

caso de Rusia-Gazprom y el de Argelia-Sonatrach. La experiencia que tenemos del comportamiento de ambas compañías y países resulta ilustrativa.

*A) Gazprom y el abastecimiento europeo. De la crisis ruso-ucraniana de enero de 2006 al conflicto de Georgia de agosto de 2008 y la crisis ruso-ucraniana de enero de 2009*

Gazprom es el más grande productor de gas natural del mundo, con un 20% de la producción global. Tiene reservas probadas de 28.800 billones de metros cúbicos de gas, aproximadamente el 16% del total mundial. Tiene la red de gasoductos más grande del mundo (150.000 kilómetros) y posee activos en multitud de sectores. Ha llegado a ser en algún momento la tercera compañía de mayor capitalización bursátil del mundo, valorada en torno a los 350.000 millones de dólares; después de la crisis y con los bajos precios del petróleo, que arrastra a los del gas, ha perdido gran parte de su valor, pero está todavía en torno a las 100.000 millones. Su actuación viene marcada siempre por las más altas autoridades del Estado. Dos tercios del volumen de su gas se vende en el mercado ruso, a un precio artificialmente bajo, con tarifas reguladas, de aproximadamente treinta dólares cada mil metros cúbicos. Las exportaciones suponen dos tercios de sus ingresos, que, en el año 2005 se estimaron en 39 billones de dólares<sup>27</sup>. Ha llevado a cabo en los últimos años una política expansiva, trenzando una red de acuerdos y proyectos en común con los principales países de Europa y el norte de África. Con las antiguas repúblicas soviéticas del Asia Central hay una vinculación fáctica difícil de romper para éstas.

Su enorme poder permanece inmutable, aun cuando la crisis económica, en lo que tiene de depresión del consumo, ha hecho mella en la empresa y algunos proyectos han sido abandonados y otros deben ser reorientados. Gazprom parece haber entrado en una fase de mayor realismo, tras el abandono

---

<sup>27</sup> *Energy of the state: how Gazprom acts as lever in Putin's power play*, en Financial Times, 14 de marzo de 2006.

de sus planes de explotación de Shtokman, lo que para algunos representa la menguante influencia estratégica del gigante ruso<sup>28</sup>.

Mayores controversias origina la posible influencia de la revolución del *shale gas*, como en los Estados Unidos, en la estrategia de Gazprom. Por lo general, los directivos de Gazprom tienden a pensar que la oposición al *fracking* (desde un punto de vista medioambiental), los altos costes de extracción y la alta densidad de población son obstáculos lo suficientemente grandes como para impedir que en la Unión Europea haya un desarrollo espectacular de esta nueva fuente de energía<sup>29</sup>.

Sin embargo, hay elementos para pensar que el *boom* del *shale gas* está ya provocando cambios estratégicos en Gazprom, como la reducción de los precios para afrontar la competencia de los nuevos suministros provenientes de EE.UU, donde los precios se han reducido hasta en un 10%<sup>30</sup>.

Otro hecho que alterará la forma de actuar de Gazprom es la investigación abierta recientemente por la Comisión Europea, para examinar los posibles comportamientos anticompetitivos de la empresa rusa.

Algunas compañías energéticas europeas han conseguido cierta presencia en Rusia, aunque siempre insegura, sometida a los cambios que dicte el Kremlin. Es el caso de Shell, que colabora en algunos proyectos gasistas, y BP, que posee el 50% de TNK, una *joint venture* creada en el año 2003 con el grupo ruso AAR (Alfa-Access-Renova Consortium), integrado por poderosos operadores nacionales. Uno de los últimos actos de Putin en su primera Presidencia de Rusia fue sancionar una Ley restringiendo las inversiones

---

<sup>28</sup> *Humbled Gazprom has long pipeline of woes to tackle*, en Financial Times, de 7 de septiembre de 2012; y *Shtokman exit shows Gazprom is being realistic*, Financial Times, de 6 de abril de 2012; y *Cinco Días*, 31 de agosto de 2012.

<sup>29</sup> *Gazprom faces transformation*, en Financial Times, de 25 de abril de 2012; y *Oilmen hope to carry shale revolution across the pond*, en Financial Times, de 3 de agosto de 2012.

<sup>30</sup> *Gazprom bows to demand with gas price cut*, en Financial Times, 17 de febrero de 2012; y *EOn raises forecast alter Gazprom agrees price cut*, en Financial Times, 4 de julio de 2012.

estratégicas en más de 40 sectores, desde la energía o la defensa a los medios de comunicación (radiotelevisión y grandes periódicos del país) pasando por las telecomunicaciones, las minas o la industria pesquera. Obvio es decirlo, el gas y el petróleo están incluidos en dicha lista, lo que significa el restablecimiento del control del Estado sobre los recursos, cualquiera que sea el título o la situación en que se encuentren establecidas actualmente las empresas. Más aún, la Presidencia del Gobierno somete a veces a las empresas de los sectores energéticos o mineros, a investigaciones fiscales o financieras que hacen temblar a éstas, se desploman sus acciones y son fácilmente presas del Gobierno. Sabido es lo que le pasó a Yukos (cuyo propietario acabó en la cárcel), así como a otros mineros como Uralkali o Novilsk Nichel (esta última, el mayor productor de níquel del mundo), objeto de estas “investigaciones” que dan lugar al cambio de propietarios.

Por lo demás, sabido es que Putin siempre ha dicho que fue un error colosal, en la década de los noventa, el permitir que las enormes reservas de petróleo, gas y otros recursos naturales cayeran en manos privadas. Y por ello no ha escatimado esfuerzos para recuperarlas, especialmente si están en manos extranjeras. Se ha establecido en la nueva Ley de Inversiones estratégicas que ningún extranjero puede tener más del 50% de las compañías que actúen en estos sectores, salvo que se obtenga un permiso especial del Primer Ministro. Y si el titular fuese una empresa pública de otro país, su participación no puede superar el 25%. El texto de la ley permite interpretaciones varias, según los concededores del mismo, pero el Ministerio de Energía siempre ha dejado claro que los inversores extranjeros en el *upstream* deben ir siempre “asociados” con firmas o compañías nacionales. Y el Presidente de Rosneft, empresa estatal del petróleo ha aclarado que no pueden empresas como Exxon Mobil, Shell o BP, ir a explotar los recursos “con su propia agenda”. La experiencia de BP en TNK fue poco alentadora, con continuas investigaciones policiales, apertura de expedientes fiscales y denegación de visas a algún directivo. Obviamente, no cabe tener gran confianza en la vigencia del “*rule of law*” en la Rusia actual, lo que lleva a acudir continuamente a vías paralelas como la amigable composición de mediadores o el arbitraje ocasional. En el caso de TNK,

recientemente, ha sido designado miembro del Consejo, con cierta capacidad arbitral, el excanciller alemán Gerhard Schröder, buen amigo de Putin y, al parecer, fiable para los ingleses. Estos modos de comportamiento de la Rusia actual le obligará a pagar un precio: su aislamiento y la falta de confianza de los inversores.

Esta política de dominio energético se manifestó ya en la crisis ruso-ucraniana de enero de 2006, que trajo esta realidad al primer plano de la política energética europea. Las autoridades ucranianas habían rechazado el aumento de los precios de gas exigidos por Gazprom y ésta en veinticuatro horas cortó el suministro a Ucrania y con él a media Europa (a la que llega el gas a través de ese tubo). El suministro se restableció tres días más tarde, después de una intermediación de autoridades de la UE a la que el corte de suministro afectaba gravemente. El acuerdo alcanzado implicó un aumento del precio de los suministros de gas a Ucrania más moderado de lo exigido por Gazprom, aunque todavía por debajo del precio que tienen los suministros a los países de la UE. Pero el problema no era esencialmente un tema de precio, sino de control de la red. Gazprom quería vigilar más estrechamente el comportamiento de la empresa que controla en Ucrania las importaciones procedentes de Rusia<sup>31</sup>, de la misma forma que controla la red que suministra gas desde Turkmenistán hacia Ucrania y otros países<sup>32</sup>; redes que Rusia no está en ningún caso dispuesta a abrir a terceros. Pero Rusia quiere monopolizar el acceso del gas del Asia Central, lo que supone obviamente un dominio –y un peligro– para los suministros a países de la UE<sup>33</sup>. Finalmente, como ya he dicho, los sucesivos conflictos con Ucrania, Bielorrusia, y Georgia, que se han prodigado en estos años, acreditan la decidida voluntad rusa de dejar constancia de su poder frente

---

<sup>31</sup> *Gazprom seeks more transparency on Ukraine gas*, Financial Times, 17 de enero de 2006.

<sup>32</sup> *Gazprom's secretive Ukrainian partner tells of lone struggle to build business*, Financial Times, 28 de abril de 2006; *Gas trader RosUkrEnergo counters critics by naming Ukrainian owners*, en Financial Times, 29 de abril de 2006.

<sup>33</sup> *Yushchenko warned on gas deal with Russia*, en Financial Times, 21 de abril de 2006.

a Europa, y muestran también la servidumbre energética que ésta padece respecto de aquélla, sin que hasta el momento se vislumbre una respuesta válida (el aumento de los almacenamientos que proyecta Alemania o la “vuelta al carbón” que propugna Polonia no parecen alternativas válidas). Todo el mundo reconoce la inseguridad y el peligro que supone esa excesiva dependencia de Rusia, pero es difícil que ésta se vea reducida si no se hace nada. Las alternativas posibles ofrecen muchas dificultades, son costosas y tomará mucho tiempo hacerlas realidad, aunque, por ello mismo, habría que empezar. De lo contrario, la reacción de Europa será siempre una respuesta débil (aplazar las negociaciones previstas para un plan de cooperación entre Rusia y la UE que nunca acaba de concretarse), lo que pone en evidencia, una vez más, la falta de una política europea exterior y de seguridad común, incluida la seguridad energética.

Entre los conflictos ucranianos, en agosto de 2008 se produjo la invasión de Georgia por las tropas rusas para, supuestamente, liberar dos provincias de este Estado independiente (antigua república de la Unión Soviética), que querían independizarse de él y vincularse más a Rusia. Entre otros factores, uno muy decisivo fue precisamente la cuestión energética. El Presidente de Georgia, en recientes declaraciones, ha manifestado que la invasión militar rusa tenía sobre todo esa finalidad: hacer más difícil el acceso a Europa de las reservas del Asia Central y hacer llegar una advertencia a los países vecinos (recuérdese que por Georgia discurre actualmente, hacia Turquía el oleoducto Bakú-Tiflis-Ceyhán, BTC, y que puede ser país clave para el tránsito de hidrocarburos del Caspio hacia el Oeste). Georgia aspira a ser parte esencial del corredor del sur para el transporte alternativo de energía a Europa desde los países de Caspio (Azerbaiján, Turkmenistán, Kazajstán). Este es el objetivo del proyecto Nabucco, tantas veces citado, sin quedar en manos de Gazprom ni transportar gas desde Rusia. Sería una manera de romper el monopolio ruso sobre Europa.

Pero no es una empresa fácil. Rusia tiene diseñada, a través de Gazprom, Rosneft y otras empresas que, aún siendo privadas, siguen las directrices del Kremlin, una política de asalto a Europa que ejecuta minuciosamente año tras

año. Europa debería responder actuando unitariamente, con una sola voz y con unas políticas coordinadas, tanto en el sector energético como en el comercial y financiero. El actual proteccionismo que Rusia ejerce sobre sus recursos y sus industrias estratégicas es respondido con el bloqueo de sus inversiones en Europa (las de Gazprom, Rosneft o Lukoil), como de hecho está ocurriendo en los últimos años con los intentos de compra de Céntrica en el Reino Unido o de Repsol en España por parte de empresas rusas. Es exigible un principio de reciprocidad y reglas comunes en los comportamientos inversores. La posibilidad de un chantaje ruso parece descartable, puesto que la UE representa un alto porcentaje de las exportaciones rusas de petróleo y el 50% de sus exportaciones de gas natural. En estas condiciones, Rusia no puede permitirse interrumpir, ni amenazar con la interrupción de sus aprovisionamientos energéticos a la UE. La dependencia europea del gas ruso es inevitable, pero también a la inversa: la dependencia rusa de los pagos europeos –el 70% de los ingresos de Gazprom provienen de sus exportaciones a la Unión Europea-, aunque a veces amenace con dirigir su oferta a China, India y USA, amenaza irreal, que exigiría muchas inversiones (y muchos años). Estamos, pues, condenados a entendernos. El problema es cómo articular esa interdependencia. Rusia dice ofrecer a Europa garantía de suministro y acceso a sus inmensas reservas de petróleo y gas; quiere que Europa le ofrezca a su vez, garantía de demanda, inversiones conjuntas, contratos a largo plazo y acceso a los mercados finales. Pero las garantías que uno y otro ofrecen en el respeto a la ley y a los contratos son muy diferentes entre ambos. El Presidente Putin quiere que la Unión Europea abra a Rusia sus mercados, no sólo de gas, sino también de empresas, de modo que Gazprom pueda adquirir empresas comunitarias<sup>34</sup>.

---

<sup>34</sup> La última manifestación del interés de Gazprom por el mercado británico –aparte de su comentada oferta por Centrica, propietaria de British Gas, a la que el Gobierno inglés puso objeciones- es su oferta a Gasunie, titular del gasoducto holandés al Reino Unido, para incorporarse a este proyecto a cambio de darle participación en el gasoducto de Rusia a Alemania a través del Báltico (*North European Gas Pipeline, NEGP*): vid. Financial Times, June 7, 2006.

La UE contesta que deben basarse en reglas establecidas de libre competencia y acceso a las redes, no discriminatorias y en condiciones de reciprocidad, de manera que no haya desequilibrios. Estas conversaciones se han reiterado a lo largo de estos años. Podrían detallarse aquí los intentos en los que Alemania, el Presidente Barroso (en su Libro Verde de 2006) y diversos líderes europeos (en las reuniones del G-8 y del G-20) han tratado de sentar las bases para establecer una relación estable de cooperación entre Rusia y la Unión Europea, pero ha sido siempre imposible obtener de Rusia una respuesta a la cuestión, esencial, de cuándo ratificará el Tratado de la Carta de la Energía, que haría posible las exportaciones directas a Europa de todo el gas del Asia Central.

Pero mientras las conversaciones se eternizan, Gazprom trata de poner en ejecución un plan de redes de suministro a Europa, duplicando las existentes y puenteando a los países de tránsito que a veces le dan problemas. Y así, ha puesto en marcha, como ya se ha dicho, el North Stream a través del Báltico (North European Gas Pipeline, NEGP) y por el Sur, mediante acuerdos con Italia y Grecia el South Stream, con la participación de ENI y ENEL. Con ambos gasoductos, Rusia quiere completar el acceso del gas a Europa y hacer más difícil cualquier intento competitivo. Y para ello, busca distinguidos compañeros. Para el primer proyecto ofreció la presidencia al excanciller alemán Gerhard Schröder, que aceptó; para el segundo se la ofreció al expresidente de Italia Romano Prodi, que declinó tal "honor"; y cuando ha encontrado dificultades en el impacto ambiental sobre el Mar Báltico y su entorno, el consorcio fichó como asesor al exprimer ministro de Finlandia Paavo Lipponen. Putin sabe rodearse de amigos que le resuelvan problemas.

Complementando tales actuaciones, Rusia cultiva también con esmero a los países del Magreb, especialmente Argelia y últimamente Libia. Al primero para articular, cuando convenga una política de precios concertada, que vendría a aplicarse casi al 40% del gas que se consume en Europa. Al segundo, que

---

El Gobierno británico estudió modificar la ley para impedir la compra de Centrica, Vid. *UK warns Gazprom on Centrica y Your local Gazprom*, en Financial Times, 3 de febrero de 2006.

tienen grandes reservas inexploradas hasta el momento, le ha ofrecido comprarle un buen precio toda su producción de crudo y gas dirigida a la exportación y también cederle hasta el 90% de la producción que obtenga en las concesiones que le sean adjudicadas a Gazprom. También ofreció su colaboración para la construcción, junto al ENI, de un nuevo gasoducto submarino de Libia a Italia<sup>35</sup>. Y Gazprom brindó su ayuda a Nigeria para el gran conducto transahariano que promueven la argelina SONATRACH y la nigeriana NNPC hasta la costa mediterránea, proyecto este último al que al parecer ha sido invitada también ENAGAS. Todo esto acredita una voluntad firme y decidida de las autoridades rusas de dominar el suministro de gas a Europa.

Por lo demás, lo que los dirigentes europeos deben temer no es sólo un conflicto político que afecte a sus relaciones comerciales energéticas, sino también un agotamiento demasiado rápido de los recursos rusos. A lo que hay que tener miedo no es sólo a los cortes de suministro por razones políticas, sino a que Rusia se quede sin suficiente gas para suministrar a su población y a tantas compañías de la UE<sup>36</sup>, especialmente si quiere ampliar sus abastecimientos con los nuevos gasoductos North y South Stream y el proyectado suministro a China. El déficit de producto se ha estimado entre 30 y 100 bcm en uno y otro supuesto. Los yacimientos en explotación actuales tienden a agotarse; las ingentes inversiones rusas de hace años se han ralentizado en estos últimos, por la política nacionalizadora, expansionista y comercial de Gazprom y Rosneft, que han experimentado una contracción de

---

<sup>35</sup> Las relaciones de Italia con Libia son antiguas y duraderas. El ENI es el mayor y el más antiguo operador petrolero establecido en Libia, que fue en su día colonia italiana. El Gobierno italiano bendijo la compra por Libia del 10% del capital del ENI (como “inversión financiera”, aclaran) así como el 4,23% de Unicredito, el gran banco italiano y se difundió también un proyecto de inversión en Telecom Italia, que no llegó a realizarse. Todo ello quiere decir que Gazprom encontrará siempre en este mercado libio un gran competidor, que es Italia. Pero ambos parecen entenderse muy bien (también lo hacen en otros proyectos europeos, en especial el *Southstream pipeline project*, que garantiza la llegada a Italia de gas también por el Norte).

<sup>36</sup> *Who's afraid of Gazprom?*, en «The Economist», 6 de mayo de 2006.

sus beneficios en los últimos tiempos (caída de precios del petróleo y el gas). Por otro lado, la actitud de las autoridades rusas con los inversores extranjeros, ya relatadas, no incentiva a éstos, por la inseguridad jurídica que soportan. Y finalmente, la apertura de nuevas explotaciones en la península de Yamal y en los territorios *offshore* de la costa ártica, que tienen grandes reservas, presentan enormes dificultades y requerirían masivas inversiones (más una tecnología) que no se sabe de dónde pueden salir. En los momentos actuales las restricciones crediticias hacen especialmente difícil la financiación de estas inversiones, lo cual, acompañado por la caída de precios de los hidrocarburos, resta capacidad de actuación a Gazprom. Ésta, no obstante, sigue haciendo anuncios de cifras ingentes de inversión y muestra su confianza de poder hacer frente a las que exigen la apertura de nuevos campos y la construcción de nuevos gasoductos. Ya veremos si ello es verdad. El Estado ruso acudirá, desde luego, en cualquier momento a cubrir sus necesidades inmediatas operativas (Gazprom es la principal fuente de sus ingresos), pero es difícil que pueda proporcionarle los cientos de miles de millones de dólares que necesitaría, según las estimaciones más prudentes, para el desarrollo de esos nuevos grandes proyectos (Shtokman Project y demás actuaciones en la costa Norte de Rusia), los cuales, de hecho, ha abandonado en junio de 2012.

Finalmente, digamos que actuaciones como la llevada a cabo con Yukos y el continuo riesgo político que pesa sobre cualquier proyecto de inversión en el sector de la energía (lo sabe bien Exxon-Mobil por su participación en Sakahlin-1 y Shell en Sakahlin-2) desincentiva, no sólo la inversión externa, sino también la interna en el país. “Nadie va a invertir en una industria, si, antes o después, corres siempre el peligro de que el Estado te quite tus activos”, dijo Andrei Illarionov, antiguo asesor presidencial y hoy crítico del sistema. Esto ha sido así, al menos hasta ahora. La llegada al poder de Dimitry Medvedev como Presidente no significó un cambio en estos comportamientos, aunque alardeaba de su formación y su respeto por el Derecho. En una entrevista con Lionel Barber (Financial Times) se definía a sí mismo como un “*Lawyer to my bones*” (jurista hasta la médula) que quería insertar el imperio de la ley en la sociedad rusa (*embed the rule of law in Russian society*). Reconoció que Rusia había sido

siempre un país sin ley (*a country of legal nihilismo*), pero él estaba dispuesto a cambiarlo.

Así pues y para concluir, digamos que un acuerdo parece inevitable entre Rusia y Europa, especialmente si se confirma el agotamiento de los actuales yacimientos y hay que abrir nuevos campos. A cambio de un aumento de la participación en la explotación de los nuevos yacimientos, las empresas y gobiernos europeos, deberían exigir seguridad para sus inversiones tal como promete Medvedev, flexibilización del monopolio de Gazprom sobre las redes de gasoductos<sup>37</sup> y acceso a éstas por terceros, tal como preceptúa el derecho europeo. A cambio, Gazprom obtendría acceso a los mercados finales de casi 500 millones de consumidores y a las empresas europeas distribuidoras.

Rusia, para Europa, debe dejar de ser un “adversario estratégico” (lo es hoy para USA y el Reino Unido, así como para algunas repúblicas exsoviéticas, que son las que mejor la conocen) para pasar a ser un “socio difícil”, pero socio al fin (Joschka Fischer), con un poder energético impresionante, pero con muchas debilidades (en lo demográfico, en educación y formación, en desarrollo tecnológico, económico e institucional). En todos estos aspectos –y en lo comercial- Rusia necesita de Europa (el 80% de los ingresos rusos por exportaciones procede de sus ventas a Europa) y por tanto hay que integrarla en los planes de desarrollo en lugar de enfrentarse a ella con instalaciones de misiles en Polonia, Ucrania o Georgia.

### ***B) Carácter estratégico de la relación Argelia-España y sus conflictos***

El tercer gran proveedor de gas a Europa –primero a España y Portugal- es Argelia, junto a otros países del Magreb como Egipto y Libia, que irán cobrando importancia en el futuro. Hoy por hoy, el gran suministrador de la península ibérica es el primero, a través de su empresa nacional SONATRACH que envía

---

<sup>37</sup> Vid. Quentin Perret, *L'Union Européenne et la Russie*, Note 35, Foundation Robert Schuman, Juillet 2006.

a la península ibérica el 37% del gas que consumimos. Esta cifra creció con la apertura del gasoducto Medgaz, y llegó al 50% de nuestros abastecimientos. Pues bien, resultan igualmente ilustrativas las relaciones que hasta ahora hemos mantenido con esta empresa-Estado, cuyo Presidente efectivo es el Ministro de Energía argelino.

Argelia no ha firmado tampoco el Tratado de la Carta de la Energía, sino que es un observador. Dada su condición de vecino y de suministrador principal, el Reino de España ha procurado siempre estrechar e intensificar las relaciones con la República de Argelia, sobre todo, desde que en 1985 fuese renegociado el contrato de suministro de gas, suscrito diez años antes, en 1975, es decir, hace más de treinta años<sup>38</sup>. Las relaciones entre ambos países vienen, pues, de muy atrás y han posibilitado el crecimiento de las inversiones empresariales entre ambos, que tras la inauguración del gasoducto Durán Farell en 1996, alcanzó una nueva dimensión con la adjudicación del Proyecto *Gassi Touil* a Repsol YPF y Gas Natural en 2004, para la producción de gas licuado en Argelia, de gran importancia industrial y financiera.

En casi 40 años de relación no hemos tenido nunca con Argelia, ni con Marruecos que es el país de tránsito, un problema similar al ruso-ucraniano. Sin embargo, durante el año 2007, las relaciones entre SONATRACH, Gas Natural y Repsol YPF, empeoraron de forma ostensible con cuatro conflictos principales. Por un lado, a principios de 2007, SONATRACH fue autorizada, después de larga polémica, a comercializar gas en España, con una importante limitación cuantitativa que molestó a la empresa argelina. Por otro lado, en las mismas fechas estaba siendo examinada por el Gobierno español la petición de SONATRACH de aumentar su participación en el gasoducto Medgaz, que, con la oposición de Gas Natural, recibió finalmente el visto bueno del Gobierno en julio de 2007; a ambas cuestiones se unieron a otros dos contenciosos surgidos

---

<sup>38</sup> Protocolo de 23 de febrero de 1985, de acuerdo entre España y Argelia, para resolver las diferencias sobre el gas entre SONATRACH y ENAGAS, hecho en Argel (BOE número 121, de 21 de mayo de 1985).

en ese mismo año: uno la resolución unilateral del contrato relativo al proyecto gasista de *Gassi Touil* que dijo basarse en un incumplimiento de las inversiones pactadas por parte de Repsol, que fue sometido a un proceso arbitral (terminó en 2009: la terminación no dio lugar a indemnización por parte de ninguna de las dos partes); y el cuarto conflicto entre Sonatrach y Gas Natural, se produjo a propósito del considerable aumento de precios del contrato histórico (en un 20%), que la argelina exigía y a la española le parecía excesivo, conflicto que fue resuelto a favor de Sonatrach en agosto de 2010.

Del análisis y desarrollo de tales conflictos se derivan algunas enseñanzas, que conviene examinar.

*a) Las condiciones de comercialización*

El 30 de noviembre de 2006, *Sonatrach Gas Comercializadora, S. A.*, sociedad unipersonal, solicitó autorización para comercializar directamente en España gas natural y mediante Resolución de 28 de febrero de 2007, la Dirección General de Política Energética (DGPEYM) se la otorgó en todo el territorio nacional, pero sólo hasta la cantidad máxima anual de 1 bcm, cantidad que podría ser ampliada por Resolución de la misma Dirección General y que suponía el 3% del mercado español en ese momento.

El ordenamiento jurídico de los gases combustibles por canalización no contemplaba expresamente, en el momento en que se confirió la autorización a SONATRACH, la posibilidad de sujetar ésta a límites cuantitativos, ni la posibilidad de condicionarla, pero ha de tenerse en cuenta que, aun cuando la empresa solicitante de la autorización acreditó su capacidad legal, pues revestía la forma de sociedad mercantil de nacionalidad española<sup>39</sup>, el accionista único era una empresa pública argelina, lo cual significaba que no estaba sujeta al mismo régimen jurídico que las empresas de capital español o de algún Estado miembro de la UE, sino que, por el contrario, las inversiones que SONATRACH haga en España están sometidas al régimen jurídico de inversiones de países

---

<sup>39</sup> Según exige el artículo 14, 2, del RD número 1434/2002.

terceros. De hecho, el Considerando número 5 de la Directiva del Gas de 2003, pensando, sin duda, en Rusia y Argelia, dice lo siguiente: «Habida cuenta de las previsiones de mayor dependencia en relación con el consumo de gas natural, conviene examinar iniciativas y medidas para *fomentar la reciprocidad de las condiciones de acceso a las redes de terceros países* y la integración de los mercados». Jurídicamente, podíamos preguntarnos si el Ministerio de Industria podía condicionar la autorización conferida a SONATRACH y la respuesta debe ser afirmativa, pues esta posibilidad está contemplada con carácter general en la LRJPAC. Por lo demás, esta limitación a 1 bcm era análoga a la existente en otros países de la Unión.

Pero he aquí que tal limitación fue impugnada por SONATRACH y la Dirección General volvió sobre sus pasos, eliminando toda limitación cuantitativa mediante nueva Resolución de la Dirección General de Energía de 6 de septiembre de 2007, si bien parece que SONATRACH se comprometió a no comercializar en España más de 2 bcm anuales, es decir, el 6% del mercado español (cantidad inferior a los 3 bcm reclamados inicialmente por la empresa argelina)<sup>40</sup>. Así quedó resuelto el primer conflicto.

#### *b) La participación de bloqueo en Medgaz*

Por lo que se refiere al gasoducto Medgaz, que une directamente Orán (en Argelia), con la Playa del Alquíán (en Almería, España)<sup>41</sup> con una capacidad

---

<sup>40</sup> BOE número 241, de 8 de octubre de 2007. La modificación de la autorización tuvo lugar, a su vez, a instancias de una Resolución dictada por la Subsecretaria de Industria, Turismo y Comercio, por delegación del Secretario General de Energía, el 18 de julio de 2007, como consecuencia del recurso presentado por SONATRACH.

<sup>41</sup> Resolución de 19 de septiembre de 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a la empresa Medgaz, S.A., autorización administrativa, aprobación de proyecto y reconocimiento de utilidad pública para la construcción de las instalaciones del gasoducto Medgaz (BOE número 263, de 3 de noviembre de 2008). *Vid.*, también, la Resolución de 25 de febrero de 2008, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a la empresa «Enagas, Sociedad Anónima» autorización administrativa, aprobación de proyecto y reconocimiento de utilidad pública para la construcción de las instalaciones correspondientes al proyecto de unidades de interconexión,

inicial de 8 bcm que puede llegar a 10 bcm en poco tiempo, se planteó el problema, en enero de 2007, de la ampliación de la participación en él de Sonatrach. Ésta tenía inicialmente tan sólo un 20% de las acciones del gasoducto, pero ante la retirada de dos de los primitivos socios (TOTAL y BP), que tenían el 12% cada uno, quiso alcanzar una participación del 36%, compartiendo con Iberdrola el 24% dejado libre por los que se marchaban (SONATRACH se quedaba con un 16%, pasando a tener 36 e Iberdrola con el 8% restante, pasando del 12% inicial al 20% de participación). Para ello necesitaba autorización de la CNE al tratarse de un activo “regulado”, en el que el operador argelino conseguía una participación de control muy superior a lo inicialmente previsto<sup>42</sup>. SONATRACH solicitó la autorización el 30 de enero de 2007, aunque, en realidad, en noviembre de 2006 había ya adquirido un 6,32% adicional del capital social de Medgaz (mediante una operación que no fue notificada a la CNE), y el 10 de enero de 2007, habría acordado la compra de otro porcentaje del 9,68%, sujeta a la condición suspensiva consistente en la obtención de la autorización de la CNE. Es decir, que había actuado por su cuenta, prescindiendo del regulador.

La autorización fue finalmente otorgada por la CNE el 8 de mayo de 2007, pero sujeta a siete condiciones que SONATRACH consideró inaceptables<sup>43</sup> y fueron recurridas ante el Ministro; éste estimó, de nuevo, parcialmente el recurso y el Consejo de Ministros, mediante Acuerdo de 25 de mayo de 2007, autorizó a SONATRACH para el ejercicio de los derechos políticos de su participación adicional del 16% en Medgaz, sujeto a algunas condiciones. Fueron también éstas recurridas por SONATRACH, en reposición, ante el

---

regulación, medición y control entre la terminal del gasoducto submarino Medgaz y el gasoducto Almería-Lorca, en la provincia de Almería (BOE número 81, de 3 de abril de 2008).

<sup>42</sup> DA 11<sup>a</sup>, Tercero, 1, función 14<sup>a</sup>, 1, párrafo 2<sup>o</sup>, de la LH.

<sup>43</sup> Resolución de la CNE sobre la solicitud de SONATRACH, de 30 de enero de 2007, consistente en la adquisición de acciones hasta el 36% en el capital social de Medgaz, S.A., de 8 de mayo de 2007.

propio Consejo de Ministros, y una vez más éste suprimió tales condiciones mediante nuevo Acuerdo de 27 de julio de 2007. El Gobierno podía limitar los derechos de voto de empresas públicas extranjeras en empresas energéticas españolas al tratarse de una empresa pública argelina, no comunitaria. Pero el Gobierno español decidió no hacer uso de él. Ello fue el resultado de una visita a España, a comienzos de julio de 2007, del Ministro argelino de Energía, Sr. Kahil, que hizo de ello una cuestión de Estado.

Por su parte, la empresa española Gas Natural recurrió ante el Ministerio y, posteriormente, ante la Audiencia Nacional, la decisión de autorizar a SONATRACH a aumentar su participación en Medgaz. Entre otros argumentos, la empresa gasista española esgrimía que los estatutos de Medgaz, otorgan el control al accionista que tenga más del 25% (para todas las decisiones importantes se requiere una mayoría del 75%) y, además, que GdF tiene un acuerdo estratégico con la argelina y Cepsa comparte con ella una comercializadora lo que equivalía a una suerte de pactos para-sociales que le otorgaba el completo dominio del gasoducto.

En todo caso desde la participación accionarial que tienen en la actualidad los accionistas de ese gasoducto, ya consignada páginas atrás, y en función del volumen de gas que tiene derecho a transportar cada uno de los accionistas, resulta que de los actuales 8 bcm de capacidad del futuro gasoducto, casi 3 bcm corresponden a la compañía argelina.

Por otro lado, SONATRACH adquirió una posición accionarial con un 2,38% del capital social de EDP, con un acuerdo de comercialización y otro para participar en un 25% de los ciclos combinados de esta empresa existentes en Portugal y España. De hecho, su primer cliente en España es HC Energía, filial de EDP y, a esos efectos, el 7 de abril de 2008, SONATRACH (matriz) realizó su primera entrega de 30.000 metros cúbicos de GNL a Sonatrach Gas Comercializadora, S.A., para su regasificación en la planta ubicada en el puerto de Barcelona, con destino a las plantas de ciclo combinado de HC Energía. Ello supuso el inicio de las actividades de comercialización en España. Así pues, la presencia –y potencia- de SONATRACH en el mercado ibérico se ha

incrementado considerablemente (recordemos, además, que SONATRACH tiene un 10% de REGANOSA) y parece que está en camino de incrementarla progresivamente.

*c) Conclusión: la dependencia española –y portuguesa- respecto de la energía argelina*

Estamos, como se ve, ante una situación de dependencia notable bastante parecida al que Europa Central y del Este padece respecto de Gazprom<sup>44</sup>. No es posible hoy, para España y Portugal, encontrar sustitución al gas argelino, por lo que la posibilidad de reducción o corte de sus suministros es una constante espada de Damocles para nuestros consumidores. Sonatrach ha dado siempre garantías de que eso no ocurrirá nunca, porque tampoco sería fácil para Argelia colocar en ningún otro mercado los cerca de 30 bcm que llegarán pronto a la península, un mercado en expansión en el que aquélla tiene también grandes inversiones. Por tanto, estamos condenados a entendernos y hay que articular mecanismos de negociación y pacto capaces de asignar costes y beneficios equilibradamente. Hasta ahora, el Gobierno español ha cedido total o parcialmente en casi todos los casos a los requerimientos y exigencias de Argelia. Las negociaciones se han mantenido siempre de Estado a Estado. Es en este contexto como hay que entender las modificaciones introducidas en materia de comercialización en la Ley 12/2007, de 2 de julio, de trasposición de la Directiva del gas de 2003 (LT), que vale la pena recordar.

En efecto, la LT introdujo la posibilidad de denegar o condicionar la autorización para ejercer la actividad como empresa comercializadora de gas natural, previo informe de la CNE, cuando la empresa solicitante, o la sociedad dominante del grupo al que pertenezca<sup>45</sup>, tenga la nacionalidad de un país no miembro de la Unión Europea, en el que no estén reconocidos derechos

---

<sup>44</sup> J.R. Fernández Arribas se preguntaba: “Argelia, ¿nuestra Gazprom mediterránea?”, artículo aparecido en el diario *Expansión*, el 22 de enero de 2009.

<sup>45</sup> Se entenderá por Sociedad dominante y grupo de sociedades los que a estos efectos establezca el artículo 4 de la Ley 24/1998, de 28 de julio, del Mercado de Valores.

análogos, y se considere que el otorgamiento de la autorización pueda alterar el principio de reciprocidad, contra las empresas que operan en el mercado nacional<sup>46</sup>. Esta previsión no estaba en el proyecto remitido por el Gobierno a las Cortes Generales, sino que se introdujo a raíz de dos enmiendas presentadas, una por el Grupo Socialista, y otra por el Grupo Catalán, (seguramente a instancias de los operadores nacionales). Ambas enmiendas tenían redacciones similares e idéntica justificación, consistente en que si la LH apela al principio de reciprocidad como posible causa para denegar el acceso a las instalaciones de transporte, parece lógico que se haga idéntica apelación en materia de comercialización, pues, por definición, el comercializador debe acceder a las instalaciones de terceros para desarrollar su actividad<sup>47</sup>.

Atendiendo a la cronología de la tramitación parlamentaria, así como a la cronología de las actuaciones emprendidas por SONATRACH para aumentar su presencia en el mercado español, se aprecia que las enmiendas presentadas tenían en mente la solicitud de SONATRACH, lo que se corrobora por otra enmienda por la que se incluyó una disposición transitoria que permitiese la aplicación del principio con carácter retroactivo, aplicándolo a empresas que hubiesen solicitado autorización antes de la entrada en vigor de la LT y cuyo expediente no hubiese sido resuelto (tal era, exactamente, el caso de la solicitud de SONATRACH)<sup>48</sup>. Sin embargo, si ese era efectivamente el propósito de las enmiendas, su inclusión en el texto de la LT no tuvo efectos prácticos relevantes, pues una vez en vigor, el Gobierno español decidió modificar la autorización, pero no para condicionarla, sino para suprimir todos los límites cuantitativos que tenía la autorización originaria. Es decir, no hizo lo que las enmiendas le autorizaban, sino que hizo todo lo contrario.

---

<sup>46</sup> Párrafo 2º del artículo 80, introducido por el artículo único, Veintisiete, de la LT.

<sup>47</sup> Enmiendas números 81 y 54, respectivamente.

<sup>48</sup> Enmienda número 105.

Una vez más, lo que esta rocambolesca historia legislativa y autorizante pone de manifiesto es la extraordinaria dependencia (y debilidad negociadora) que España tiene respecto del país norteafricano, lo que nos lleva a concluir que es mejor asociarse que enfrentarse con él, especialmente después de que apareciese en escena un personaje como Sarkozy y su nueva Francia. Ésta, concedora del contencioso hispano-argelino, se ofreció a hacerse cargo del proyecto Gassi-Touil a través de Gaz de France. Sarkozy estaba dispuesto, al parecer, a “reinstalar” a Francia en sus antiguas colonias y su primer objetivo fue Argelia, que fue el primer país no europeo al que el Presidente francés viajó tras su toma de posesión, con gran disgusto de Marruecos. Quería cumplir un viejo sueño: el acercamiento –participación cruzada o alianza estratégica- entre SONATRACH y Gaz de France para el acceso del gas africano al mercado europeo. Francia se ofreció a Argelia para ser el conductor de su gas a Europa y a cambio le brindó tecnología y energía nuclear (“energía del futuro”, dice), que ha ofrecido también a Libia. El caso es que en diciembre de 2007 Sarkozy regresaba de su segundo viaje a Argelia con un contrato para TOTAL-ELF en un área muy próxima al proyecto Gassi-Tuil, expropiado por entonces al consorcio español. Aunque se trataba de un proyecto distinto, fue todo un síntoma de la actitud argelina y de la falta de solidaridad europea.

## **10. El conflicto ruso-ucraniano de 2009. Enseñanzas de una crisis**

Un nuevo conflicto entre Rusia y Ucrania volvió a bloquear a finales de 2008 la llegada de gas a Europa, afectando gravemente a muchos países. Por la duración y las características presentó el conflicto es conveniente analizarlo. A continuación, se describe con algún detalle lo sucedido y se extraen después algunas enseñanzas. El incidente vino a confirmar cuanto se ha dicho hasta aquí, y aportó nuevas luces a una posible estrategia para hacer frente a la dependencia europea.

### ***A) Primera parte: secuencia de los hechos***

Como cada invierno, en diciembre de 2009, Gazprom –que es como decir el Kremlin- planteó a Ucrania la necesidad de elevar el precio del suministro de

gas que Rusia proporciona a este país, antiguo vasallo suyo, a un precio subvencionado de 180 dólares por m<sup>3</sup>, cuando el precio de mercado al que ese mismo gas se vende a Europa supera los 400 dólares. Ucrania se niega sistemáticamente a toda elevación, que en esta ocasión era de más del 50% (250 dólares/m<sup>3</sup>). Y el conflicto se vuelve a plantear, como en 2006, y arrastra de nuevo a Europa, que recibe de Rusia el 80% de su gas a través de Ucrania. La secuencia resumida de los hechos que se produjeron entre primeros de diciembre y finales de enero es la siguiente:

- 5 de diciembre: - Putin amenaza con cortar el gas a Ucrania por falta de pago (le adeuda, según Gazprom, 2.400 millones de US\$).
- 8 de diciembre: - Rusia advierte a Ucrania que no puede “robar” de las redes el gas destinado a Europa, como creen que está haciendo, llenando sus almacenamientos. Gazprom explica a la U.E. la situación para que ésta presione a Ucrania. Rusia trata de establecer un calendario que iguale los precios de Ucrania con los de U.E. en 2011.
- Ucrania no da explicaciones solventes sobre cuándo y cuánto pagará. La crisis mundial le afecta profundamente y no puede pagar. Además, hay un conflicto político interno entre los dos líderes de la Revolución Naranja (A. Yuschenko y L. Timoshenko), que se han de enfrentar en las próximas elecciones y ambos quieren “posicionarse” contra Rusia.
- 9 de diciembre: - Rusia avisa que si el 1 de enero no le ha pagado, al menos, 1.000 millones de dólares, cortará los envíos de gas. Recrimina asimismo a Europa, que ayuda a Ucrania para que entre en NATO, pero no le ayuda a pagar su deuda. Advierte que si corta el gas será culpa de ambas.
- Ucrania cree que Europa le apoyará siempre frente a

Rusia, pues además de por razones políticas (entrada en la NATO, ubicación posible de misiles) el gas viene a través de ella en un 80% y sin ella, no hay gas. Pero Europa, a diferencia de lo que ocurrió en 2006, no adopta en esta ocasión una posición indiscriminada a favor de la Ucrania prooccidental. Cree que Ucrania debe ser más responsable. Puede y debe mantener su independencia, pero para ello hay que pagar el gas que detrae de las redes, si de verdad la quiere conservar.

30 de diciembre: - Tras varias semanas de discusión, Ucrania se muestra dispuesta a pagar 1.500 millones de dólares (debe otros 1.200), pero se niega a pagar multas por demoras (otros 500 millones). Acepta una subida de hasta 210 dólares por cada 1000 m<sup>3</sup>, no las 250 que pide Gazprom, pero pide a su vez que se aumente el peaje de tránsito, de 1'7 dólares a 2 dólares por cada 1000 metros cúbicos (hay que tener en cuenta que por las redes ucranianas pasan alrededor de 340 millones de m<sup>3</sup>, lo que equivale a 680 mil dólares por día)<sup>49</sup>.

2 de enero: - El día 1 de enero Ucrania no ha pagado y a las 10 h. Rusia corta el suministro a Ucrania aunque sigue enviando gas a través de sus redes como país de tránsito.

- Ucrania manifiesta su voluntad de respetar los acuerdos de tránsito (es firmante de la Carta de la Energía) aún cuando quede en suspenso (hasta su renovación) el nuevo

---

<sup>49</sup> Rusia asegura que compra parte del gas que exporta a Europa, a las repúblicas del Asia Central (Kazajstán, Uzbekistán y Turkmenistán), a las que paga 340 dólares por cada 1000 metros cúbicos, vendiéndolo luego a Europa a 430 dólares. "No tenemos por qué regalar el gas a Ucrania", dice Putin.

contrato con Rusia para sus propios suministros. Sin embargo, se queda con algunos millones de m<sup>3</sup> diarios (21 exactamente) en concepto de peaje y “gas técnico”, necesario –dice- para que las redes funcionen. Rusia la acusa de que con ello está cubriendo sus propios suministros.

- Ucrania adopta una posición dura. Se cree segura. Tiene almacenamientos y reservas para cuatro meses (28 bcm, el 22% del consumo anual) y puede además “piratear”, si es necesario, gas ruso destinado a Europa (salvo que Rusia lo corte en su totalidad; pero ella aguantará mejor que el resto de Europa central).

3 de enero:

- Los países más afectados (Polonia, Chequia, Bulgaria, Eslovaquia, Rumania, Serbia, Alemania...) empiezan a sentir las consecuencias: disminuyen las entregas. En los primeros momentos, algunos no sufren mucho; tienen almacenamiento y reservas, pues sabían desde hace tiempo que esto podía ocurrir (a diferencia de lo que pasó en 2006 en que se cortó el suministro de la noche a la mañana). Pero otros carecen por completo de ellas.

- Ambos se acusan (Ucrania de no enviar gas suficiente, y Rusia de que ésta se queda con el que corresponde a Europa) y buscan el apoyo de la U.E. No se aclara quién es el verdadero responsable del desabastecimiento. La U.E. inicialmente no quiere inclinarse a favor de uno ni de otro; dice que es una cuestión comercial entre partes (la disputa es, sobre todo, acerca del “nuevo precio”) y simplemente llamar al acuerdo de ambos, pero no quiere intervenir como mediador o árbitro comercial, ni darle a los hechos un significado político.

6 de enero: - Rusia ordena reducir drásticamente el suministro para castigar a Ucrania por el “robo” (en la misma medida a que éste alcance) y hace saber a Europa que ésta retiene el gas en lugar de enviarlo. Lo reduce radicalmente (a menos de un tercio del habitual) y el suministro a Europa cae espectacularmente este día (6 de enero) en medio de un frío polar. Y Europa tiembla<sup>50</sup>.

- El asunto deja de verse por la U.E. como una pura relación bilateral y comercial y pasa a cobrar dimensión europea, social y política. La presión sobre ambas partes se intensifica. Hay reservas, pero los países europeos no las quieren consumir en su integridad. El GNL no puede sustituir en Europa al gas por tubería. Noruega advierte que aunque tratara, mientras dure el conflicto, de aumentar el volumen de gas exportado a la Europa occidental, sus posibilidades son limitadas. Además, la falta de redes no permite la ayuda entre países en muchos casos. A la vista de la situación Europa se erige en mediadora y Barroso y el nuevo presidente checo exigen a Rusia la inmediata reposición de los flujos de gas. Exige también a Ucrania que no genere más problemas.

8 de enero: - Se propone y acuerda el envío de observadores/controladores, que comprueben la

---

<sup>50</sup> Alemania, Italia y Francia ven reducido el suministro en una alta proporción (entre el 70 y el 90%) y otro tanto ocurre con países como Austria, Chequia, Eslovaquia, Rumania o Polonia. Otros como Macedonia, Croacia, Bosnia, Serbia, Bulgaria o Eslovenia sufren un corte total. La mayoría de estos últimos traen de Rusia entre el 70 y el 100%; Francia sólo el 15%. La capacidad de almacenamiento y reservas es muy desigual. Alemania, Italia y Francia todavía pueden defenderse (almacenan entre el 20% y el 12% de su consumo), pero los demás no llegan al 5% y su capacidad de resistencia (por ejemplo, en el caso de Bulgaria, Croacia o Serbia) es escasísima.

manipulación que se hace del gas; que midan el gas que entra en Ucrania y el que sale de Ucrania hacia Europa. Hay que averiguar quién miente. Pero inicialmente surgen diferencias que dificultan la solución. Gazprom quiere representantes rusos entre los observadores que vigilen a Ucrania, lo que ésta no acepta. Luego ambos ceden y admiten los observadores recíprocos, que acompañen a los de la U.E. Rusia abrirá la espita cuando lleguen los observadores, no antes.

- 9 de enero:
- Este día Putin acusa duramente al Gobierno ucraniano, al que considera incapaz de organizar y respetar una economía de mercado. Advierte asimismo a todos sus vecinos –miembros de la antigua Unión Soviética a los que suministraba gas en mejores condiciones económicas- que el tiempo del gas barato se ha terminado; deben pagar precios de mercado, lo que puede ser hacedero en estos momentos en que se está abaratando el gas. Exige un nuevo contrato con Ucrania, sin rebajas, lo que llevaría a fijar un precio de 400 dólares (frente a los 460 que ha venido pagando Europa).
  - Se reaviva la alarma por la dependencia energética de la U.E. y la dificultad de poner fin a esta situación. Ni hay nuevos proveedores cercanos, ni hay mucha capacidad de almacenamiento, ni hay una red tupida de gasoductos que permita responder como una unidad a situaciones de escasez.
  - Los países de tránsito dicen que también ellos han cobrado menos de lo que procedía por sus servicios; por tanto, hay que subir los peajes.

- 10 de enero:
- Los observadores llegan finalmente a Ucrania para

comprobar el destino del gas. Ucrania acepta que haya también expertos rusos y se ordena el reinicio del suministro y la Comisión de control comprueba que la cantidad de gas que entra en Ucrania desde Rusia es la misma que sale luego desde Ucrania hacia la Unión Europea (vigilarán estaciones de bombeo y almacenamiento). Sin embargo, después de reiniciarse, se suspende la aplicación del acuerdo por unas cláusulas incluidas en el texto del mismo por Timoshenko (Primera Ministra ucraniana) en el que se contienen afirmaciones falsas (que Ucrania no robó gas jamás), así como una limitación temporal no pactada. La UE negó todo valor a estas cláusulas pero Rusia exige que se retiren. Posteriormente Ucrania (es decir, Timoshenko) acepta retirar esas palabras pero ello retrasó los flujos de gas, que sigue sin llegar a Europa.

13 de enero: - Este día se reanuda el envío de gas y así es anunciado por Medvedev, advirtiendo que se necesitarán 36 horas para llegar a todos los países de Europa. Es una paz provisional, con los observadores como garantes durante varios meses. Queda pendiente el nuevo contrato entre Rusia y Ucrania, por lo que ésta no recibe gas para sí (sólo para llevarlo a Europa), lo cual da cierta inestabilidad a la situación.

14 de enero: - Contra todas las previsiones y buenos propósitos, el gas sigue sin llegar este día a sus destinos finales. Ucrania alega motivos técnicos. El observador europeo en Moscú certifica que el gas sale de Rusia, pero Ucrania no lo deja pasar a Europa. Surge una disputa sobre el llamado “gas tecnológico” necesario para impulsar el tránsito que supone

un 8% de los consumos y que Ucrania asegura no recibir. Propone que sea Europa quien compre el gas en su frontera con Rusia y le abone a Ucrania los derechos de tránsito (piensa obtener así más dinero).

- Moscú acusa a Ucrania de que no da paso al gas. Ninguno de los dos (especialmente Ucrania) permite a los observadores llegar hasta el final y apreciar lo que pasa en los gasoductos interiores (nacionales). La situación llega casi al caos. Nadie sabe exactamente lo que pasa.

15 de enero - Los países más damnificados (Bulgaria, Eslovaquia, Moldavia, Rumania, etc.) pasan estos días por el despacho de Putin y éste les da explicaciones: Ucrania tiene la culpa. Se convoca una nueva cumbre para el sábado, 17 de enero.

16 de enero - El 16 de enero, Putin propone crear un consorcio de países europeos que compre a Gazprom el llamado “gas tecnológico” y se haga cargo de los demás costes comunes del transporte; quiere que se compartan gastos y riesgos de tránsito por todos los países afectados, es decir, beneficiados por el gas (es lo que le pide Ucrania). De este modo Gazprom no soportará los aumentos de peajes, si se producen. La UE hace patente una vez más su enorme frustración con el comportamiento ucraniano. Putin dice que la UE debería hacer más para presionar a Ucrania con el fin de asegurar los intereses de los Estados europeos; que es en el país de tránsito donde está el problema.

17 de enero: - Merkel advierte a Putin de que, en interés de Rusia, el gas debe volver. Hablaremos del consorcio –dice- pero el gas no debe esperar. Se reúnen, a estos efectos, E.On, Gaz de France, ENI y OMV, que ofrecen buenas perspectivas para pagar entre todos el gas tecnológico y asumir los demás

“riesgos del transporte” (555 millones euros/trimestre). Putin reconoce que “se están ultimando interesantes acuerdos”, que pueden desbloquear la situación. ENI es el gran impulsor de éstos, con Putin y Gazprom.

18 de enero:

- La cumbre celebrada en Moscú el sábado 17 se prolonga hasta altas horas de la madrugada del domingo y Putin y Timoshenko anuncian finalmente que: “Se ha logrado un acuerdo para que el comercio con gas entre Rusia y Ucrania se lleve a cabo plenamente, según la fórmula europea para el establecimiento de precios”.

- El año 2009 Ucrania recibirá todavía un descuento del 20%. Ello implica, no obstante, una considerable subida (360 dólares, frente a los 180 que venía pagando) aunque todavía lejos de los 450/m<sup>3</sup> que paga Europa. A cambio mantendrá por este año la tarifa de tránsito vigente (1,70 dólares/1.000 m<sup>3</sup>/100 Km.), sin elevarla como pretendía. A partir de 2010 Ucrania pagará los mismos precios que Europa occidental y elevará casi al doble la tarifa de tránsito (a 2'50 dólares). Habrá también revisiones trimestrales de los precios, como se hace con los países comunitarios. Los países europeos asumirán el coste del “gas tecnológico” (el necesario para mover los compresores que hacen circular el gas) y se creará un consorcio internacional para intervenir en futuras crisis. El contrato de suministro de gas a Ucrania y de tránsito de carburante tendrá una duración de 10 años. Se acuerda también la construcción de rutas alternativas para el gas pero sin dejar de operar a través de Ucrania. En estos términos el domingo (día 18) se firmaban los documentos y el 20 ó 21, el gas llegaría de nuevo a Europa.

- La verdad es que para llegar a esta conclusión no había por qué haber esperado tanto tiempo, haber perdido y

hecho perder a todos tanto dinero y dejar las cosas todavía tan oscuras hacia el futuro, pues en medio de la falta de transparencia que tienen siempre estos acuerdos, hay revisiones pendientes y quizás una renegociación será exigible antes de los diez años, lo que puede dar lugar a un nuevo conflicto. Pero el asunto se ha resuelto, por ahora, y el 21 de enero, después de dos semanas de desabastecimiento, el gas volvió a llegar con normalidad a los países de la Unión Europea. La seguridad de Europa – mejor su inseguridad- permanecía intocada.

### ***B) Segunda parte: enseñanzas de la crisis; los intereses en juego***

La primera evidencia que se aprecia en el último conflicto analizado es la interdependencia de Rusia y Ucrania para explotar el gas y conducirlo a Europa, donde es por el momento insustituible. Rusia necesita de Ucrania para hacer llegar el grueso de su gas a la U.E. No tiene ninguna alternativa. Y Ucrania necesita el gas de Rusia para alimentar sus redes y hacerlas rentables (y para su propio consumo: produce 20 bcm y consume 46).

En realidad, Europa, Central y del Este, es hoy víctima de dos monopolios: uno, de producción (Rusia) y otro de tránsito (Ucrania). Las fuentes alternativas de suministro, o las rutas alternativas, no tienen suficiente capacidad (de producción o de transporte); ambos monopolios saben que son imprescindibles para que el gas llegue hoy a Europa y por ello negocian entre sí con dureza y tratan de obtener el máximo producto de su monopolio. Europa sufre las consecuencias y tiene que poner los medios para verse libre de ese chantaje.

Rusia y Ucrania han tratado, ambos, de enfrentar al otro con la UE y poner ésta a su favor, presionando al otro para que cumpla (Rusia dice que Ucrania bloquea el paso; Ucrania dice que Rusia envía muy poco gas y que la red no puede funcionar, por falta de “gas técnico”; Rusia contesta que no envía más gas porque Ucrania se lo roba; etc...). En fin, un caos, detrás del cual hay una

multiplicidad de intereses, que explican las distintas conductas. Los intereses que se ventilan en este conflicto son algunos como los siguientes:

- 1) los políticos ucranianos quieren ofrecer a su pueblo una posición firme, de independencia ante Rusia, sin ceder, porque en esto consiste la "Revolución Naranja". Los conflictos internos entre Yushchenko y Timoshenko hacen más difícil la negociación y toma de decisiones (los dos se acusan uno a otro de ceder ante Rusia, lo que les haría daño electoral en su próximo enfrentamiento electoral). Ucrania quiere también hacer valer ante Europa su condición de fuerza imprescindible, que debe ser valorada y pagada (le supone una renta de 2000 millones US \$, que quiere incrementar como tabla salvadora en un momento de crisis económica profunda).

El Presidente Yushchenko ha formulado repetidas veces su deseo de mantener una mayor integración energética con Europa, promoviendo una política energética común y un sistema gasista interconectado con reglas claras para todos, evitando el riesgo de que el gigante ruso, Gazprom, pueda hacerse con el control de la red ucraniana. Ha prometido honrar los últimos acuerdos con Rusia (aunque no cree que haya sido una buena solución la acordada entre Putin y Timoshenko).

- 2) Por su parte, Rusia quería, con estas peleas con Ucrania, conseguir varias cosas:
  - a) En primer lugar dejar claro ante Europa y ante las antiguas repúblicas exsoviéticas, su poder energético y la dependencia de los demás respecto a ella; no pueden prescindir de los recursos energéticos (gas y petróleo) que Rusia concentra en un alto grado. Rusia se ha esforzado en actuar formalmente con corrección (ha advertido con antelación, ha requerido a Europa frente a Ucrania, ha tratado de compensar con otros envíos),

pero al mismo tiempo, no ha tenido excesiva prisa en resolver el conflicto, sino al contrario, como ha dicho un alto funcionario de Bruselas, "*the Russians overplayed their hand...; they were playing games...*".

- b) En segundo lugar, quiso impulsar el *North Stream pipe-line*, y el *South Stream*, después, haciendo ver su absoluta necesidad para evitar el chantaje ucraniano (o bielorruso, en su día).
- c) Quiere también Rusia conseguir que Europa le ayude a diseñar un control indirecto de la red ucraniana, a través de un consorcio integrado por las tres partes (Rusia, Ucrania y la UE) que la gestione. Ucrania lógicamente se resiste a ello porque no quiere ceder, en absoluto, el gran poder de negociación (de precios, sobre todo) que le da su posición de país-llave para que el gas llegue a Europa. Quiere evitar el riesgo de que Gazprom, envuelto en la bandera de la Unión Europea, se haga con el control de la red ucraniana. Sabe que sin su colaboración y buen funcionamiento Rusia pierde mucho dinero (1.100 millones de dólares en lo que va de año) y Europa pasa mucho frío.
- d) La cuarta cosa que Rusia quiere es desacreditar a los actuales líderes ucranianos (los de la *Revolución Naranja*) a los que ha fustigado duramente, porque son muy pro-occidentales; procura, en lo que puede, hacer más fácil el triunfo en las elecciones de sus amigos pro-soviéticos. En general, a Rusia le cuesta todavía considerar como Estados verdaderamente independientes unas repúblicas hasta hace poco parte de la Unión Soviética, en las que existen todavía grandes segmentos de población pro-rusa (como en Georgia o Bielorrusia; también en Ucrania).

- 3) Se han traído también a colación intereses personales, económicos y de poder, entre las oligarquías de ambos países, que participan en sociedades intermediarias de las operaciones de compra y venta del gas; pero ésta es una realidad opaca (aunque denunciada más de una vez por los propios protagonistas: Putin y Yulia Tymoshenko) que los países europeos prefieren ignorar. En el mundo del comercio energético (petróleo, gas, carbón), en muchos países titulares de los recursos, es mejor no enterarse (ni preguntar) a dónde va finalmente el dinero (África occidental, países árabes, repúblicas de la antigua Unión Soviética).

En el juego de todos estos intereses, la realidad que ha quedado es que, no obstante sus promesas, ambos, Rusia y Ucrania, son poco de fiar. Han mostrado que lo que menos les importa son sus clientes europeos y su reputación ha quedado gravemente dañada. Europa –y en especial, sus países amigos, que son los que más han sufrido, como Bulgaria, Serbia, Eslovaquia o Rumania, que dependen completamente de Gazprom- ha confirmado sus temores de que no son suministradores fiables y que hay que buscar nuevas soluciones, nada fáciles por lo demás. Trataremos de formular a continuación algunas ideas al respecto.

### *C) Reacción de Europa y estrategia a seguir hacia el futuro: algunas conclusiones*

Europa ha reaccionado normalmente ante las crisis ruso-ucranianas sólo con palabras, no con hechos<sup>51</sup>. La diversificación de sus fuentes de suministro y de vías de acceso del gas es un tema del que se habla mucho, pero se hace muy poco.

---

<sup>51</sup> En diferentes momentos Barroso ha conminado a Rusia: “Si Rusia no es fiable –le diremos buscaremos otros proveedores”. Pero en el corto plazo no existen otros proveedores competitivos. Dice también: “se tomarán medidas severas...”. Pero nadie sabe cuáles son.

Algunas soluciones que se ofrecen no son tales. Es lo que ocurre por ejemplo con el *North Stream Project* que no libera a Europa del suministro ruso, sino que lo hace más dependiente de él, sólo que directamente, sin intermediarios; no se sabe si esto es mejor o peor, pues obviamente ese tercer gasoducto dejaría a Ucrania completamente a merced de Rusia, lo que podría alterar las disposiciones de Kiev en relación con la UE y la NATO. Una consideración semejante cabría hacer sobre el *South-Stream* que haría posible el más completo suministro en exclusiva de gas, de Rusia a Europa, tanto por el Norte como por el Sur. Ambos proyectos hacen más necesaria que nunca la existencia de otra vía o conducto alternativo, no dominado por Gazprom y no alimentado en exclusiva por campos rusos. A ello responde la alternativa Nabucco, para traer gas de las Repúblicas de Asia Central y de Irán, Irak y Egipto a través de Turquía, bordeando Rusia. Es preciso, sin embargo, clarificar y comprometer la producción de gas necesaria para alimentar este gasoducto con la producción disponible en la región del Caspio y Oriente Medio. Azerbaijón no tenía, inicialmente, suficientes reservas. Hay que asegurar gas de Turkmenistán, Kazajstán, Irán e Irak, lo que ofrece dificultades evidentes.

Las soluciones no son fáciles ni inmediatas. Construir un mapa diferente de fuentes de abastecimiento no es una operación aislada, sino un largo y complejo proceso, integrado por un conjunto de acciones diversas. He aquí algunas:

- 1) En primer lugar, la preparación (o construcción) de nuevos almacenamientos subterráneos y una nueva red de interconexiones entre los Estados miembros, para evitar que ninguno de ellos quede aislado, a merced de un solo suministro<sup>52</sup>. Una red europea integrada

---

<sup>52</sup> En España es especialmente necesario aumentar nuestra capacidad de almacenamientos, tanto subterráneos como en tanques de GNL, que es muy baja (estamos por debajo de la media europea, que es el 10% del consumo; lo deseable es el 20%). Además se producen continuos retrasos en las inversiones previstas a este fin en al Planificación Energética Nacional, algo que ha sido denunciado por la CNE y que puede reducir nuestra garantía de abastecimiento.

permitiría compartir suministros y reservas; ello exige, lógicamente, un verdadero mercado interior, más flexible, con acuerdos entre los operadores de red. A estos efectos, decía Piebalgs, *“la legislación sobre el nuevo mercado interior ayudará, fortaleciendo las condiciones para un comercio interfronterizo, promoviendo nuevas inversiones de interconexiones y asegurando una mejor cooperación entre los gestores de las redes”*.

La construcción de esa red comunitaria de gasoductos, que conecte los países del norte con los del sur, permitirá también actuar como una unidad y concertar las políticas nacionales; especial importancia tienen en este orden las conexiones España-Francia e Italia-Alemania, que permitiría compartir el gas noruego y ruso con el del Magreb y el Nigeriano. En el plan de interconexiones transfronterizas aprobado por la Unión Europea en enero de 2009 se incluyen entre los proyectos que recibirán financiación comunitaria la interconexión gasista y eléctrica entre España y Francia, con 150 millones de euros con este fin, así como también el reforzamiento de la interconexión eléctrica entre España y Portugal, con una dotación de 30 millones de euros. También otros proyectos de infraestructuras energéticas están previstos por un total de 3.500 millones de euros. Una Europa interconectada puede desarrollar una política común de suministros concertados entre los principales países de Europa, organizando la solidaridad entre los miembros de la Unión y armonizando las políticas energéticas con un sistema de seguridad común. Esta es la primera tarea a desarrollar.

- 2) La segunda –aunque simultánea- es promover en toda Europa la construcción de nuevos conductos procedentes de países de Oriente medio y el norte y centro de África (el gasoducto Nabucco, desde Irán y Asia Central, el gasoducto Medgaz desde Argelia, el gasoducto transahariano desde Nigeria y la conexión de Libia a

Sicilia. La Comisión Europea tiene prevista una inversión de apoyo financiero al proyecto Nabucco por importe de 250 millones de euros en 2009, lo que supone sólo el 3% del coste previsto, pero es una base para obtener nuevos créditos de entidades multilaterales como el Banco Europeo de Inversiones que ha anunciado un préstamo de hasta dos mil millones de euros con este fin. La crisis ruso-ucraniana vino sin duda a reavivar este proyecto. Esta es la hora de la verdad.

- 3) En tercer lugar, hay que promover en toda Europa la construcción de nuevas plantas de GNL, con instalaciones en origen y en destino, que permita aumentar las importaciones de este tipo de gas desde otros países. Hoy el GNL sólo equivale al 10% del consumo europeo, y está muy concentrado en algunos países (España, sobre todo).
- 4) Asimismo, hay que mantener los programas de desarrollo de energías renovables que permitirán reducir nuestra dependencia del gas; esto, sin embargo, que es cierto en términos absolutos, no lo es en términos de necesidad relativa de energía de apoyo (la mayoría, basada en el gas) cuando el viento no sopla o el sol no luce.
- 5) Finalmente, no hay que abandonar el carbón limpio y se deben llevar a cabo nuevos desarrollos de energía nuclear, haciendo frente en ambos casos a las contraindicaciones, ambientales y políticas que hoy existen para este tipo de centrales de generación.

Todo esto exige el diseño de una política energética europea, marcada por unos parámetros de producción y transporte aceptados por todos, lo que ayudará a desarrollar –y financiar– las inversiones anteriormente descritas.

Bajo estas premisas Europa podría disminuir su dependencia del gas ruso y argelino, pero ello no significa en absoluto que se pueda –ni se deba– prescindir de ambas fuentes de suministro. Por lo tanto, sin perjuicio de lo anterior, hay que consolidar un marco de cooperación con Rusia y el Norte de África (Argelia, Libia, Egipto) que, hoy por hoy, resultan insustituibles como

proveedores de gas a Europa. Por lo que a Rusia se refiere, en el marco del convenio de cooperación que desde hace años se viene negociando entre Rusia y la U.E., hay que prever un detallado capítulo de seguridad energética en el que se precisen las obligaciones y compromisos recíprocos. Es este un requerimiento formulado recientemente por Ángela Merkel a la Presidencia europea, que se proponer hacer de ello una cuestión del máximo rango. Rusia y Ucrania continuarán jugando un papel central en los suministros de gas a Europa y para asegurarlos hay que establecer obligaciones claras para todos: productores, transportistas y distribuidores. Mientras tanto, Ucrania busca sus propias reservas en el Mar Negro, para independizarse de Rusia.

Dicho con otras palabras, hay que desarrollar actuaciones que permitan, no prescindir de los suministros rusos, pero sí sobrevivir sin ellos, combinando fuentes de energía de otras procedencias cuando surjan problemas con aquéllos; además, si hay alternativas habrá menos problemas. Al mismo tiempo, hay que institucionalizar mecanismos de resolución de conflictos, mediante un acuerdo a tres: Europa-Rusia-Ucrania, de modo que se evite una política de acusaciones recíprocas que paraliza la acción. El mejor remedio a la inacción es la sanción pecuniaria por día de “no suministro”, imputable a uno u otro según las obligaciones preestablecidas. Para imputar, *ex ante*, las responsabilidades, hay que estructurar contratos transparentes con una previsión detallada de obligaciones y derechos de las tres partes (de Rusia, de Ucrania y de la U.E.) pactado a cinco años.

Todo ello debe acompañarse de una mayor transparencia en los mercados, mediante el conocimiento de las condiciones en que se llevan a cabo las transacciones.

## **11. Bases para el nacimiento de un Mercado Ibérico del gas**

Aun cuando la península ibérica no tiene yacimientos propios de gas natural, su ubicación estratégica, en términos geográficos, va a convertir a Portugal y España en dos países importantes en el futuro del mercado internacional de gas natural.

El esfuerzo realizado en capacidad regasificadora en los últimos cuarenta años es grande y dado que, con la revolución del shale gas, el GNL va a recuperar importancia, entonces los países ibéricos están en óptimas condiciones. Desde el punto de vista de los suministros mediante tubería, su posición es igualmente óptima, pues son la puerta de entrada del gas a Europa (en competencia con Italia, esos sí) procedente de África, en la actualidad de Argelia y, en el futuro, de Nigeria.

Su condición de puerta de entrada va a permitir que la iniciativa de construir un *hub* que compita, desde Europa, con el estadounidense (*Henry hub*), pueda llegar a ser un éxito.

Los exitosos movimientos corporativos, como la entrada de EDP en el mercado español, por medio de HC Energía, deben ir ahora acompañados de los necesarios pasos para que se integren nuestros respectivos sistemas gasistas.

El 8 de enero de 2008, la CNE y ERSE aprobaron un Modelo de organización y funcionamiento del MIIBGAS, y se procedió a un reconocimiento mutuo de licencias de comercialización, en ambos países (2009).

La iniciativa regional del Sur de Europa, con el impulso de la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER), están fomentando la creación de un mercado regional gasista entre Francia, España y Portugal. El primer y fundamental paso consiste en coordinar los mecanismos de asignación de capacidad.

España y Portugal han procedido a armonizar tales mecanismos, de conformidad con lo establecido por el Reglamento núm. 715/2009, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural. El Reglamento establece los principios de asignación de la capacidad, de gestión de las congestiones, los requisitos de transparencia y el intercambio de derechos de capacidad.

En el caso español, el Real Decreto-ley núm. 13/2012, de 30 de marzo, otorgó a la Comisión Nacional de Energía la competencia para aprobar la metodología relativa al acceso a las infraestructuras transfronterizas, incluidos

los procedimientos para asignar la capacidad y gestionar la congestión, en el marco de lo establecido en la Ley de Hidrocarburos de 1998.

Tras un proceso de consulta pública, y en ejercicio de la nueva competencia, la Circular núm. 2/2012, de 8 de junio, de la Comisión Nacional de Energía, establece la metodología para la asignación coordinada de capacidad de interconexión de gas natural entre España y Portugal.

Con posterioridad, la CNE dictó la Resolución de 28 de junio de 2012, que aprobó el «information memorandum» y el contrato tipo para la asignación coordinada de la capacidad de interconexión de gas natural entre España y Portugal, disponible en el período comprendido entre octubre de 2012 y septiembre de 2013.

La Circular se aplica a la capacidad disponible de las conexiones internacionales del sistema español con el sistema gasista portugués, a los que quieran adquirir dicha capacidad y a los transportistas titulares de las interconexiones entre España y Portugal.

Concretamente, las dos conexiones internacionales son Tuy-Valença do Minho y Badajoz-Campo Maior. Sin embargo, la capacidad disponible se asigna en único punto virtual que engloba la capacidad disponible en ambas conexiones físicas. Se respetan los procedimientos de nominación y de reparto en vigor. Esta solución implica la adopción de la metodología *entry-exit system*, que es más justa que la metodología basada en el trayecto físico del gas, para la fijación del precio del gas y de la capacidad.

Pueden participar en el procedimiento los comercializadores autorizados a operar en Portugal y/o España, así como los Consumidores Directos en Mercado (dice la Circular «que tienen derecho de acceso de acuerdo con el artículo 61 de la Ley de Hidrocarburos»).

La capacidad disponible puede ser firme o interrumpible, aun cuando la interrumpible tiene un carácter residual.

La capacidad ofertada es el valor menor de la capacidad ofertada a cada lado de la frontera. El adjudicatario recibe la misma capacidad a ambos lados de

la frontera, quien debe cumplir con los requisitos de participación en ambos sistemas gasistas.

Los criterios de asignación deben ser transparentes, objetivos y no discriminatorios (en este sentido la CNE aprobó, como arriba se ha expresado, el memorándum presentado por ENAGAS). El procedimiento de asignación es la subasta, mediante la casación de ofertas, de acuerdo con lo establecido en el código de red europeo.

Madrid/Lisboa, 21 de septiembre de 2012