INFORME FINAL

MARCO REGULATORIO INTERNACIONAL

DE LA INDUSTRIA DE REGASIFICACIÓN

DE GAS NATURAL LICUADO

COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

30 DE DICIEMBRE DE 2010

CENTRO DE REGULACIÓN Y COMPETENCIA
•
FUNDACIÓN FACULTAD DE DERECHO
UNIVERSIDAD DE CHILE

Equipo de trabajo: Santiago Montt (Director del Estudio), Luis Cordero, Daniela Martínez, Bárbara Wössner, Paz Irarrázabal, Vicente Aliaga, Daniela Ejsmentewicz, Felipe Ferreira, Nader Mufdi, Oscar Gárate, Josefina Hernández, Carla Arévalo, Stefano Ferreccio, Cristóbal Caviedes y Pablo Rivadeneira. Edición: Daniela Fuenzalida.

INDICE

Primera Parte: Análisis Comparado de la Regulación de Terminales de Regasificación de GNL

I. Introducción 2

II. Las *facilidades esenciales* y la regulación de acceso a terceros 5

III. Desarrollo de la industria de terminales de regasificación 5

IV. Obligación de acceso: terminales abiertos y cerrados 20

V. Integración vertical: las distintas formas de separación (*unbundling*) 39

VI. Principios de no discriminación y transparencia 44

VII. Diseño institucional: reguladores sectoriales, autorizaciones y libre competencia 66

VIII. Conclusiones 74

Anexos 76

Segunda Parte: Análisis Separado por País

I. Estados Unidos 1

II. Unión Europea 38

III. Reino Unido 97

IV. Francia 137

V. Bélgica 179

VI. España 217

VII. Canadá 258

VIII. México 272

IX. Argentina 314

X. Brasil 330

PRIMERA PARTE

ANÁLISIS COMPARADO DE LA REGULACIÓN DE TERMINALES DE REGASIFICACIÓN DE GNL

Sumario

I. Introducción 2

II. Las *facilidades esenciales* y la regulación de acceso a terceros.. 5

a. Facilidades esenciales en el Derecho de la competencia 5
b. Regulación TPA, separación (unbundling) y regulación de precios..... 9
c. Eficiencia asignativa vs. eficiencia dinámica..... 12

III. Desarrollo de la industria de terminales de regasificación 15

a. Visión panorámica de la industria de GNL..... 15
b. Propiedad de los terminales de GNL 17
c. Modelo de gestión de los terminales de GNL..... 19

IV. Obligación de acceso: terminales abiertos y cerrados 20

a. Obligación de acceso y exenciones..... 20
b. Mecanismos de asignación de la capacidad primaria 24
c. Negativa de acceso y solución de controversias..... 26
d. Gestión de la congestión 27
c. Regulación de tarifas..... 36

V. Integración vertical: las distintas formas de separación (unbundling) 39

VI. Principios de no discriminación y transparencia 44

a. No discriminación..... 44
b. Transparencia..... 46

VII. Diseño institucional: reguladores sectoriales, autorizaciones y libre competencia..... 66

a. Reguladores sectoriales..... 66
b. Autorizaciones..... 68
c. Relación con el Derecho de la competencia y sus autoridades..... 69

VIII. Conclusiones 74

I. Introducción

El presente estudio analiza la regulación de la industria de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) en el Derecho comparado. Para ello, hemos investigado la regulación respectiva en diez sistemas jurídicos, incluyendo a Estados Unidos, la Unión Europea, eL Reino Unido, Francia, Bélgica, España, Canadá, México, Argentina y Brasil.

Esta investigación ha sido encargadA por la Comisión Nacional de Energía, y su objetivo es "contar con una revisión, descripción, comparación y sistematización de la regulación que rige la industria de regasificación de Gas Natural Licuado de los principales mercados internacionales"[1]. Se trata así de estudiar en profundidad la regulación de aquellas instalaciones que tienen por objeto, por una parte, recibir buques metaneros con GNL que arriban de manera intermitente, y, por la otra, emitir o vaporizar gas natural en forma continua e inyectarlo a la red de transporte (transmisión), todo ello considerando las restricciones comerciales y físicas que resulten aplicables en cada caso[2].

Los estudios comparativos son siempre una aventura riesgosa, o, en palabras de la Corte Suprema norteamericana, un "negocio resbaladizo"[3]. Más aún cuando los mismos se realizan en tiempo record, como ha sido el caso en esta investigación. Conocer a fondo la realidad legal de 10 sistemas distintos ha sido un desafío organizativo e informativo de proporciones, que esperamos haber cumplido satisfactoriamente.

Nos hemos basado en fuentes públicas, incluyendo libros, publicaciones en revistas especializadas, y documentos e informes disponibles en internet en general, y en los sitios web de los reguladores sectoriales respectivos en particular. Como indicamos, el presente estudio ha sido encargado por la Comisión Nacional de Energía, y su objeto no es servir de base para la toma de decisiones de negocios de ninguna firma o persona natural. Cualquier error o imprecisión que pudiera contener es inoponible a terceras partes distintas de la Comisión Nacional de Energía.

---

[1] Convenio de Prestación de Servicios Profesionales entre la Fundación Facultad de Derecho y la Comisión Nacional de Energía, 15 de noviembre de 2010, Cláusula 1ª.

[2] Working Group on the Regulation of LNG Terminals in France, *The Regulation of LNG Terminals in France* (Abril 2008), p. 26, disponible en http://gttm.cre.fr/080414Rapport_GTTM_UK.pdf (última visita, 22 de diciembre de 2010).

[3] *Intel Corp. v. Advanced Micro Devices, Inc.*, 542 U.S. 241, 263 fn. 15.

Resulta importante notar también que este trabajo no tiene pretensión alguna de originalidad. Este documento es un esfuerzo de sistematización y manejo de información, no de creación intelectual. De hecho, hemos seguido de cerca algunos de documentos que nos han parecido especialmente bien elaborados, especialmente en el ámbito de la Unión Europea.

Hechos estos descargos (o *disclaimers*), podemos señalar que, como punto de partida, a nivel de fundamentos, las dos grandes preguntas que todos los países deben resolver en materia de regulación de terminales de GNL son las siguientes:

- ¿Son los terminales de GNL *facilidades o instalaciones esenciales* que justifiquen imponer a sus propietarios el acceso obligatorio a terceros (*third party access* o TPA)?

- En caso de estimarse facilidades esenciales, ¿cómo debe regularse el acceso para que la utilización de los terminales sea eficiente?

Previamente a dar cuenta de la realidad regulatoria de los diez sistemas jurídicos analizados y la forma en que se responden estas dos interrogantes en cada uno de ellos, presentamos a continuación un resumen transversal de los temas más relevantes en materia de regulación de terminales de GNL. Esta primera parte intenta presentar tanto un esquema conceptual que permita comprender los problemas generales de la regulación de acceso obligatorio a terceros, como asimismo un resumen ejecutivo de la situación actual de la regulación de terminales en los distintos países estudiados.

Este trabajo procede de la siguiente manera. En la Sección II se presenta el problema general de las facilidades esenciales y la regulación de acceso a terceros. En la Sección III se describe el desarrollo de la industria de los terminales de regasificación, particularmente en el contexto de la demanda de gas natural de cada país. En la Sección IV se analiza la regulación de acceso a terceros a los terminales de GNL, incluyendo los distintos mecanismos utilizados en cada país, las medidas anti-acaparamiento y las tarifas que rigen en este sector. La Sección V analiza la *separación* como mecanismo para eliminar o aminorar las potenciales conductas exclusorias, incluyendo sus versiones contable, funcional, legal y de propiedad. La Sección VI explica el alcance de los principios generales de no-discriminación y transparencia. La

Sección VII presenta algunos elementos del diseño institucional, incluyendo órganos reguladores y su relación con el Derecho de la competencia y sus autoridades. Las conclusiones presentan algunas observaciones generales en materia de regulación de terminales, recalcando la dificultad que subyace en establecer un sistema efectivo y eficiente de acceso a terceros.

II. Las *facilidades esenciales* y la regulación de acceso a terceros

La regulación de acceso a terceros a los terminales de GNL debe analizarse desde la doble perspectiva de la libre competencia y de la regulación (en ese orden). El proceso regulatorio de liberalización y de fomento de la competencia en la industrias de redes vía TPA para superar los cuellos de botella tiene como fundamento histórico-institucional el desarrollo de la doctrina de las facilidades esenciales en el ámbito de la competencia[4].

Por ello, analizaremos a continuación brevemente la doctrina de las facilidades o instalaciones esenciales en el Derecho de la competencia, para enseguida analizar los aspectos generales de la regulación de acceso a terceros a los activos calificados de esenciales. Terminamos esta sección explicando el *trade-off* que existe entre eficiencia *ex ante* y eficiencia *ex post*, tensión que justifica tener una aproximación cautelosa al enfrentar el dilema de la regulación de acceso.

a. Facilidades esenciales en el Derecho de la competencia

Las facilidades esenciales o "monopolios de cuello de botella" (*bottleneck monopolies*) son aquellos activos cuyo acceso resulta esencial para que terceras firmas puedan ofrecer al mercado sus bienes y servicios[5]. La doctrina de las facilidades esenciales nació en Estados Unidos, en 1912, cuando la Corte Suprema, en aplicación de las leyes de competencia (*Sherman Act*), prohibió a un consorcio de ferrocarriles que era dueño del único puente sobre el Río Mississippi negar la membresía del consorcio a los competidores del mismo (y por ende, excluirlos del acceso al activo monopólico)[6].

---

[4] *Vid.* Cristiano Francese, *Third Party Access and Network Unbundling in the European Gas Market. Is it Enough to Foster Competition?* (VDM Verlag Dr. Müller, Saarbrücken 2010).

[5] *Vid.* Alison Jones y Brenda Sufrin, *EC Competition Law. Text, Cases, and Materials* (3a ed., OUP, New York 2008), p. 537. El nombre "facilidad esencial" fue usado por primera vez por la Corte Federal de Apelaciones de Washington DC, en *Hecht v. Pro-Football*, 570 F.2d 982 (D.C. Cir. 1977).

[6] *United States v. Terminal Railroad Association of St. Louis*, 224 U.S. 383 (1912). *Vid.* R. Pitofsky, D. Patterson & J. Hooks, "The Essential Facilities Doctrine under US Antitrust Law", 70

La doctrina de las facilidades esenciales constituye una limitación al dominio, por cuanto supone una limitación al principio (y a la facultad) de "decir que no"[7] que corresponde por definición al dueño de un determinado activo o negocio[8]. Esta doctrina sitúa a la libre competencia cerca de la regulación económica, pues la calificación de facilidad esencial conforme a las normas de la competencia implica la prohibición de negar la venta, y, consecuencialmente, la regulación de los términos en que el servicio o bien respectivo debe ser suministrado[9].

Los términos y alcances de esta doctrina en el Derecho de la competencia han sido controvertidos[10]. Recientemente, en Estados Unidos, después del último pronunciamiento de la Corte Suprema en *Trinko*, la doctrina se ha visto restringida en su alcance[11]. De todos modos, según su formulación canónica, los requisitos tradicionales exigidos para su procedencia son los siguientes:

- El monopolista debe controlar el acceso a una instalación esencial.

Antitrust Law Journal 443 (2002), y Abbott B. Lipsky y J. Gregory Sidak, "Essential Facilities", 51 *Stanford Law Review* 1187 (1999).

[7] Las reglas de propiedad, en oposición a las reglas de responsabilidad, se caracterizan por la facultad de decir que no que corresponde a su titular. *Vid.* el clásico trabajo de Guido Calabresi y A. Douglas Melamed, "Property Rules, Liability Rules and Inalienability: One View of the Cathedral", 85 *Harvard Law Review* 1089 (1972).

[8] En libre competencia, la facultad de cada comerciante de decir que no se conoce como la doctrina *Colgate*, por el caso *United States v. Colgate & Co.*, 250 U.S. 300, 307 (1919), donde la Corte Suprema norteamericana señaló que: "[The Sherman Act] does not restrict the long recognized right of [a] trader or manufacturer engaged in an entirely private business, freely to exercise [its] own independent discretion as to parties with whom [it] will deal".

[9] *Vid.* Simon Bishop y Mike Walker, *The Economics of EC Competition Law: Concepts, Application and Measurement* (3rd ed., Sweet & Maxwell, Londres 2010), p. 329 ("[M]andating access necessarily involves detail price regulation since it is not sufficient to mandate access. In the access of price regulation, the owner of the essential facility can effectively deny access by requesting too high a price"). *Vid. también*, George A. Hay, "Trinko: Going All the Way", 50 *Antitrust Bulletin* 527, 539 (2005).

[10] *Vid.* P. Areeda, "Essential Facilities: An Epithet in need of Limiting Principles", 58 *Antitrust Law Journal* 841 (1990); A. Kezsbom & A. V. Goldman, "No Shortcut to Antitrust Analysis: The Twisted Journey of the Essential Facilities Doctrine", 11 *Columbia Business Law Review* 5 (1996); S. W. Waller "Areeda, Epithets, and Essential Facilities", 2 *Wisconsin Law Review* 360 (2008); Hervert Hovenkamp, *The Antitrust Enterprise. Principle and Execution* (Harvard University Press, Cambridge 2005), pp. 244-248; y, Richard A. Posner, *Antitrust Law* (2nd ed., The University of Chicago Press, Chicago 2001), p. 242.

[11] *Law Offices of Curtis V. Trinko v. Verizon*, 540 U.S. 398 (2004).

- La instalación no puede ser razonablemente replicable por un competidor.

- El monopolista niega acceso a un competidor.

- Es factible dar acceso a un competidor[12].

En Europa, la doctrina de las facilidades esenciales ha jugado un rol más relevante que en Estados Unidos. Ha sido, de hecho, uno de los pilares fundamentales del proceso de liberalización de los mercados de las telecomunicaciones, electricidad, gas y transporte[13]. En el ámbito de la competencia, su aplicación se deriva de la figura de las "negativas de venta" (o denegación de suministro) contemplada en el artículo 102 [82] del Tratado de la Unión Europea[14].

En todo caso, si bien es cierto que en Europa la doctrina es más generosa que en Estados Unidos, esto no significa que pueda ser invocada fácilmente en detrimento de los derechos de propiedad de los comerciantes[15]. Como explican O'Donoghue y Padilla:

> El deber de contratar establecido en el artículo 82 no es un deber general que asiste a los competidores: sólo puede ser invocado en aquellos casos en que la negativa de venta pudiera causar un serio daño a la competencia en el mercado relevante aguas abajo del producto final respecto al cual el *input* es un componente esencial[16].

La Comisión Europea, en el caso *Sea Containers-Stena Sealink*, planteó el alcance de la doctrina de las facilidades esenciales en los siguientes términos:

---

12 *Vid. MCI Communications Corp. v. AT&T Co.*, 708 F.2d 1081, 1132-33 (7th Cir. 1981), cert. denegado, 464 U.S. 891 (1983).

13 *Vid.* Bishop y Walker, n. 9, p. 323.

14 *Vid.* Robert O'Donoghue and A. Jorge Padilla, *The Law and Economics of Article 82 EC* (Hart, Oxford 2006), p. 407.

15 *Vid.* Comisión Europea, *Comunicación de la Comisión – Orientaciones sobre las prioridades de control de la Comisión en su aplicación del artículo 82 del Tratado CE a la conducta excluyente abusiva de las empresas dominantes,* 2009/C45/02, ¶ 75: "[L]a Comisión parte del supuesto de que, en términos generales, cualquier empresa, ya sea dominante o no, debe tener derecho a elegir con quien comercia y a disponer libremente de su propiedad".

16 O'Donoghue y Padilla, n. 14, 408.

> Una firma que ocupa una posición de dominio en la provisión de una instalación esencial y ella misma usa dicha instalación (esto es, una instalación o infraestructura sin acceso a la cual los competidores no pueden proveer servicios a sus consumidores), y que niega a otras firmas acceso a esa instalación sin una justificación objetiva o que provee acceso a sus competidores en términos menos favorables que los que otorga a sus propios servicios, infringe el artículo [102] si las demás condiciones de dicho artículo se cumplen. Una firma en una posición de dominio no puede discriminar en favor de sus propias actividades en un mercado relacionado. El dueño de una facilidad esencial que usa su poder de mercado en un mercado en orden a proteger o reforzar su posición en otro mercado relacionado, en particular, por la vía de negar acceso a un competidor, de dar acceso en términos menos favorable que aquellos de sus propios servicios, imponiendo así un desventaja competitiva sobre sus competidores, infringe el artículo [102][17].

Más recientemente, en las denominadas *Guías de Aplicación del Artículo 102*, la Comisión Europea ha definido los requisitos de procedencia de la doctrina señalando que[18]:

> La Comisión considerará que el control de estas prácticas es prioritario siempre que concurran todas las siguientes circunstancias cumulativas:
> — la denegación se refiera a un producto o servicio objetivamente necesario para poder competir con eficacia en un mercado descendente,
> — sea probable que la denegación dé lugar a la eliminación de la competencia efectiva en el mercado descendente, y
> — sea probable que la denegación redunde en perjuicio de los consumidores.

Por su parte, la teoría general de daño anticompetitivo que justifica la figura de las facilidades esenciales/negativas de venta es, como en la casi generalidad de los casos relativos a relaciones verticales, la *exclusión* de competidores (*foreclosure*), incluyendo el caso de acceso en términos de desventaja que implican un aumento en sus costos (RRC o *raising rivals' costs*). Dicha exclusión preocupa a la competencia por el daño que en definitiva se causará a los consumidores finales[19]. Rey y Tirole definen la exclusión vertical como una situación en la que:

> (i) Una firma es dominante en un mercado (bien cuello de botella); y (ii) usa el poder mercado en el mercado del bien cuello de botella para restringir la

[17] *Sea Containers v Stena Sealink – Interim measures*, OJ 1994 L 15/8, ¶ 66.

[18] Comisión Europea, n. 15, ¶ 81.

[19] *Vid.* Bishop y Walker, n. 9, p. 325. *Vid.* Paul L. Joskow, "Vertical Integration", en ABA, *Issues in Competition Law and Policy* (ABA, Chicago 2008), T. I, p. 273, y Richard M. Steuer, "Foreclosure", en ABA, *Issues in Competition Law and Policy* (ABA, Chicago 2008), T. II, p. 925.

> producción en otro mercado, tal vez (aunque no necesariamente) por la vía de desincentivar la entrada y favorecer la salida de los rivales… La exclusión vertical puede surgir cuando una firma controla un *input* que es esencial para una industria potencialmente competitiva. El dueño del cuello de botella puede alterar esa competencia por la vía de denegar o limitar el acceso a ese *input*[20].

Es importante destacar que el objetivo final de la aplicación de esta doctrina es hacer más competitivo el mercado aguas abajo[21]. De lo contrario, no habría un daño competitivo que la doctrina corrigiera. Por ello, como explican Bishop y Walker, "si no hay razón para creer que el acceso obligatorio aumentará el nivel de competencia aguas abajo de modo de beneficiar a los consumidores en una cantidad que supere a los costos asociados al acceso obligatorio, entonces el acceso no debe ordenarse en ausencia de competencia efectiva aguas abajo"[22].

b. Regulación TPA, separación (unbundling) y regulación de precios

Dadas las limitaciones de naturaleza *ex post* de la institucionalidad de la competencia y las dificultades propias de la implementación efectiva de remedios de naturaleza judicial[23], es frecuente que la política de la competencia se lleve a cabo de forma *ex ante* mediante regulación económica a cargo de agencias administrativas sectoriales[24]. A nivel comparado, la liberalización en los ámbitos de la energía y las telecomunicaciones ocurrida en los últimos 20 años frecuentemente responde a este esquema[25].

---

[20] Patrick Rey y Jean Tirole, "A Primer on Foreclosure", en Mark Armstrong y Rob Porter, *Handbook of Industrial Organization* (Elsevier, Amsterdam 2007), T. III, p. 2153.

[21] Bishop y Walker, n. 9, p. 328.

[22] Id., pp. 328-329.

[23] *Trinko*, 540 U.S. 407-08 ("Enforced sharing also requires antitrust courts to act as central planners, identifying the proper price, quantity, and other terms of dealing—a role for which they are ill suited").

[24] *Vid.* Pierre-André Buigues, "Competition versus Regulation", en ABA, *Issues in Competition Law and Policy* (ABA, Chicago 2008), T. I, p. 189. *Vid. también*, Ralf Dewenter y Justus Haucap, "Access Pricing: An Introduction", en Ralf Dewenter y Justus Haucap, *Access Pricing. Theory and Practice* (Elsevier, Amsterdam 2007), pp. 17-18: "[A]ccess rules may be based on general competition law (such as Section 2 of the Sherman Act or Article 82 [102] EU), enforced by general competition authorities, or on sector-specific regulators or general regulatory agencies. Furthermore, regulatory and competition authorities may be merged such as Australia's ACCC".

[25] En Europa, la Comisión Europea ha señalado expresamente que prefiere un regulador separado con competencia sobre el gas, distinto a los reguladores de la competencia. *Vid*. Francese, n. 4, p. 20.

Esto es, en orden a hacer más competitivos los mercados en que existan activos con la propiedad de ser cuello de botella, las autoridades administrativas adoptan la decisión —usualmente apoyados en decisiones legislativas expresas— de introducir regulación de acceso obligatorio de terceros. Dicha regulación se fundamenta, en términos microeconómicos, en las mismas razones y motivos que los de la doctrina de las facilidades esenciales a que hemos hecho referencia anteriormente.

Por consiguiente, los requisitos para decidir si es necesario o no regular el acceso de terceros deben ser los mismos que los indicados al explicar la doctrina de las facilidades esenciales. Entre ellos, cabe destacar el elemento de poder de mercado, esto es, que debe tratarse de una facilidad o instalación con características de monopolio natural, esto es, una cuya función de costos es subaditiva en el área relevante de la curva de demanda[26].

La finalidad de la regulación de acceso debe, desde una perspectiva económica, perseguir la eficiencia en sus distintas versiones: primero, la eficiencia productiva, esto es, la adopción de los métodos de producción que minimicen los costos; segundo, la eficiencia asignativa, esto es, que los bienes terminen en manos de quienes los valoran más; y, tercero, la eficiencia dinámica, esto es, que las firmas inviertan e innoven en los momentos y cantidades oportunas[27].

Cabe precisar que la regulación de acceso a estructuras como los terminales de regasificación corresponde al tipo de acceso denominado "de una vía" (*one-way access*) o "interconexión vertical", que se opone al acceso de dos vías o "interconexión" (como en el caso de redes de telefonía). Dewenter y Haucap explican la característica fundamental de este tipo de acceso:

> En el caso de acceso de una vía, las otras firmas necesitan acceder a la facilidad cuello de botella de la firma incumbente para poder competir, mientras los servicios del incumbente no dependen de las facilidades de los entrantes… [L]as firmas que están en los mercados relacionados aguas arriba o aguas abajo dependen del acceso a las facilidades esenciales del incumbente[28].

---

[26] *Vid. Ronald R. Braeutigam*, "Optimal Policies for Natural Monopolies", en Richard Schmalensee y R.D. Willig (eds), *Handbook of Industrial Organization* (Elsevier, Amsterdam 1989), p. 1.289.

[27] *Vid.* Dewenter y Haucap, n. 24, p. 7.

[28] Id., p. 6.

La regulación de acceso de una vía debe, por definición, hacer frente al problema de las conductas exclusorias. En los términos ya explicados, un operador verticalmente integrado, que posee un activo cuello de botella, tiene fuertes incentivos para negar acceso a la facilidad esencial a precios razonables[29] o para permitirlo en términos desventajosos para los terceros.

Ahora bien, incluso si no intentar excluir a terceros, el operador de la facilidad esencial de todas maneras intentaría cobrar precios monopólicos por el segmento cuello de botella[30]. Asimismo, una firma verticalmente integrada que enfrenta competencia en un mercado relacionado aguas arriba o aguas abajo se desviará de la estructura y nivel de precios óptimos tipo *Ramsey*, toda vez que, aparte de los incentivos a la exclusión, "la elasticidad de la demanda residual de la firma individual estará casi complemente no-relacionada con la elasticidad de la curva de demanda del mercado"[31].

Los dos últimos puntos demuestran que la sola separación (*unbundling*) dirigida a eliminar la exclusión no es una política pública suficiente para lograr un uso eficiente de una facilidad esencial. Los problemas relativos a precios monopólicos y a discriminación ineficiente de precios no se solucionan con la sola separación. Resulta indispensable en la generalidad de los casos regular el acceso a terceros, prohibiendo la negativa de venta, y además, fijando los precios de acceso así como los términos y condiciones de la prestación de los servicios (binomio precio/calidad)[32].

De modo que, de estimarse que los terminales de GNL son facilidades esenciales y detectados los problemas anticompetitivos de exclusión, cobro de precios abusivos y discriminación que pueden presentarse, podemos enfrentar la segunda pregunta planteada al principio de esta sección: ¿cómo debe regularse el acceso para que la utilización de los terminales sea eficiente? Esto es, ¿cómo diseñar e implementar un sistema de reglas que efectivamente resguarde la igualdad del entrante no dueño del activo cuello de botella a fin de fomentar la competencia en el mercado aguas abajo?

[29] Id., p. 8.

[30] *Vid.* M. Armstrong, C. Doyle y J.G. Sidak, "The access pricing problem: A synthesis", 44 *Journal of Industrial Economics* 131 (1996).

[31] Dewenter y Haucap, n. 24, pp. 9-10.

[32] Id., p. 10.

c. Eficiencia asignativa vs. eficiencia dinámica

Lamentablemente, los distintos tipos de eficiencia que la regulación de acceso debe lograr no son siempre compatibles. Existe un *trade-off* o tensión entre la eficiencia asignativa y la dinámica. Desde una perspectiva de política pública, esta tensión no es siempre fácil de resolver para el tomador de decisiones que evalúa imponer un sistema de acceso obligatorio a una actividad previamente cerrada.

Desde una perspectiva económica, el principio general es que los derechos de propiedad deben estar bien definidos y deben ser resguardados y protegidos por el Estado. Los derechos de propiedad con esas características promueven la inversión y la eficiencia *ex ante*. Esto es, el dueño asume que su propiedad se mantendrá intangible, y puede por ello maximizar el retorno de la misma con la confianza de que, *ex post*, ni el Estado ni terceros se apropiarán de los frutos de su dominio.

Ahora bien, la lógica *ex ante* que sustenta la protección de los derechos de propiedad entra en conflicto en el caso de activos caracterizables como monopolios naturales. En este último caso, el dueño hará lo necesario para explotar y obtener para sí todas las rentas monopólicas, lo que es ineficiente desde el punto de vista de la asignación de los recursos. Este es el tradicional problema del monopolista, quien restringe el *output* y aumenta el precio, generando una situación de pérdida social (*social waste*).

El *trade-off* se presenta precisamente porque la regulación de precios, incluyendo el caso de regulación de acceso de terceros conforme a la teoría de las facilidades esenciales, no logra fácilmente replicar las condiciones de inversión e innovación óptimas requeridas por la eficiencia dinámica[33]. Lo anterior más aún cuando su aplicación no resulta fácilmente anticipable por los actores del mercado —como ocurre con la doctrina de las facilidades esenciales, cuyos contornos doctrinarios no son claros— y cuando los rivales

[33] Como indica Einer Elhauge, "Defining Better Monopolization Standards", 56 *Stanford Law Review* 101 (2003), p. 142:

> Such an ex post approach ignores the ex ante reality that it is precisely the prospect of being able to exclude rivals from one's property and charge a price above the marginal cost of using it that is necessary to encourage the prior investments that created that property, or enhanced or maintained its value.

actúan estratégicamente, prefiriendo aprovecharse del ingreso obligatorio vía *free-riding*[34].

Este es un argumento que debe llevar a aplicar esta doctrina, en sede de competencia o de regulación, con prudencia. Como explica Motta:

> Existe otro argumento que sugiere cautela antes de aplicar muy generosamente el acceso a rivales… obligarlo [al monopolista] a compartir con sus rivales puede afectar sus derechos de propiedad. Más importante, esto puede tener el efecto de desincentivar inversiones similares en otros lugares, por cuanto la idea de ser expropiado de las inversiones desincentiva a las firmas de introducir nuevos inputs e instalaciones en primer término[35].

La tensión entre eficiencia asignativa y eficiencia dinámica ha sido reconocida por las máximas autoridades de la competencia de Estados Unidos y de Europa. En *Trinko,* la Corte Suprema norteamericana sostuvo que:

> Forzar a las firmas que tienen poder de mercado a compartir la fuente de sus ventajas está en algún grado en tensión con el propósito subyacente del Derecho de la competencia, dado que puede disminuir los incentivos del monopolista, del rival, o de ambos, de invertir en aquellas facilidades económicamente convenientes[36].

Por su parte, en términos similares se pronuncia la Comisión Europea en sus *Guías de Aplicación del Artículo 82 [102]*[37]:

> La existencia de esta obligación —incluso con una remuneración justa— puede socavar los incentivos de las empresas para invertir e innovar, con la posibilidad de que ello redunde en detrimento de los consumidores. El hecho

---

[34] *Vid.* Richard Whish, *Competition Law* (5th ed., Oxford University Press, New York 2003), pp. 592 y 593.

[35] Massimo Motta, *Competition Law and Policy* (Cambridge University Press, New York 2004), pp. 67-68. *Vid. también*, Dewenter y Haucap, n. 24, p. 18:

> A potential consequence of regulating access to natural monopolies is that the incentives for infrastructure investment may be reduced. Since investment and innovation are key drivers for productivity growth, concerns may arise that access regulation can negatively affect infrastructure investment, productivity growth, efficiency and economic growth. Moreover, a trade-off between allocative and dynamic efficiency is usually thought to arise in determining the optimal access regime and charges for access to monopolistic bottlenecks.

[36] *Trinko*, 540 U.S. at 407–08 (citas internas omitidas).

[37] Comisión Europea, n. 15, ¶ 75.

> de saber que pueden estar obligadas a suministrar en contra de su voluntad puede llevar a las empresas dominantes —o a las que prevén que pueden llegar a ser dominantes— a no invertir o a invertir menos en la actividad en cuestión. Además, los competidores pueden tener la tentación de aprovecharse de las inversiones de la empresa dominante en lugar de invertir ellos mismos. Ninguna de estas consecuencias beneficiaría a largo plazo a los consumidores[38].

En todo caso, es importante señalar que el *trade-off* analizado no es una consecuencia necesaria de la regulación de acceso, sino más bien una consecuencia de la regulación mal diseñada o incorrectamente implementada. La literatura económica más reciente demuestra que la regulación, al menos en teoría, puede también mejorar los resultados en inversión, no existiendo un *trade-off* conceptual necesario entre inversión y competencia[39].

III. Desarrollo de la industria de terminales de regasificación

Reseñados ya los fundamentos microeconómicos de la regulación de acceso de facilidades esenciales, presentamos ahora un análisis general de la industria del GNL y su evolución, o más bien, su revolución, en los años recientes. Incluimos una visión panorámica de la industria del GNL en los

---

[38] Id., ¶ 75. Es interesante notar las razones que esgrimieron por décadas los operadores integrados de gas en Europa para oponerse al TPA, quienes demoraron la aprobación de la primera Directiva Europea de 1998 por más de nueve años. De acuerdo a David M. Newberry, *Privatization, Restructuring, and Regulation of Network Utilities* (MIT Press, Cambridge 1999), p. 358:

> The resistance to liberalizing the continental gas market comes from the integrated gas companies, whose criticism include the following:
> • TPA will lead to stranded contracts as existing producers continue to buy old gas at the old contract prices and entrants obtain additional new gas at lower prices, and compete down final sales prices.
> • TPA will make it difficult to finance new pipelines which require long-term contracts and are put in jeopardy by TPA.
> • Liberalizing the downstream gas market will increase producer power and reduce the security of supply as trading arrangements will necessarily become of shorter duration.
> • Liberazation will benefit large consumers at the expense of small consumers.
> • Liberalization may jeopardize public-service obligations to ensure security of supply and consumer protection which free competition cannot necessarily guarantee.
> • TPA will replace commercial contractual relationships with intrusive and burdensome regulatory oversight.

[39] *Vid.* Joshua Gans, "Access Pricing and Infrastructure Investment", en Ralf Dewenter y Justus Haucap, *Access Pricing. Theory and Practice* (Elsevier, Amsterdam 2007), p. 62.

países estudiados, así como una referencia específica a sus terminales, su propiedad y modo de gestión.

a. Visión panorámica de la industria de GNL

El año 2009 no fue un buen año para el mercado de gas natural. El consumo a nivel mundial experimentó una caída de un 2,1%, la mayor de la que se tiene conocimiento[40]. Sin perjuicio de lo anterior, el año 2009 fue un buen año para el comercio del GNL. A pesar de la citada caída del comercio de gas natural en general y de la caída en el comercio de gas vía gasoductos en particular en un 5,8%, el comercio de GNL aumentó en un 7,8%[41].

Este aumento ratifica la tendencia histórica de crecimiento de este mercado. En el año 1975, el GNL representaba sólo el 10% del comercio internacional de gas; en el año 2005 representó aproximadamente un 25% de ese comercio[42]. En el año 2009, aún considerando la caída general en el comercio de gas natural descrita, el GNL aumentó su participación a un 27,7%[43].

La importancia de la industria de terminales de regasificación de GNL en los países estudiados varía. En la mayoría de los países analizados en este estudio, el GNL no exhibe un peso relativo particularmente relevante en el mercado local de gas natural, representando típicamente menos del 5% del consumo total de dicho combustible. Este es el caso de México (4,9%), Argentina (2%), Brasil (1,7%), Canadá (1,03%) y Estados Unidos (entre un 1% y un 3%).

Por su parte, en Bélgica y en el Reino Unido el GNL tiene un peso levemente mayor, representando entre un 9% y 11,8% del consumo total respectivamente. En Francia, el GNL representa el 28% del consumo total de gas natural. Sólo en uno de los países estudiados, España, el GNL tiene un rol

---

[40] British Petroleum, *BP Statistical Review,* (Junio 2010), p. 4. En http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downloads/statistical_review_of_world_energy_full_report_2010.pdf (última visita, 20 de diciembre de 2010).

[41] Id., p. 4.

[42] *Vid.* Michael Tusiani y Gordon Shearer, *LNG. A Nontechnical Guide* (PennWell, Tulsa 2007), p. 195.

[43] British Petrolum, n. 40, p.30.

vital dentro del mercado local de gas natural, con un 73,7% del consumo total del país[44].

El peso relativo del GNL en los distintos mercados no es función del nivel de dependencia de las importaciones de gas natural. Francia y Bélgica, al igual que España, dependen prácticamente en un 100% de las importaciones de gas natural para satisfacer su demanda. Sin embargo, tanto Francia como Bélgica, a diferencia de España, importan la mayor parte del gas natural vía gasoductos. Por lo mismo, cabe concluir que la importancia del GNL en el mercado español se debe a la dificultad histórica de dicho país para interconectarse a los gasoductos europeos.

España no es sólo uno de los mayores importadores mundiales de GNL, sino que posee uno de los mercados de regasificación más antiguos del mundo que ha funcionado en forma continua hasta la fecha. El mercado de GNL de España se inició con el terminal de Barcelona, el cual data del año 1969. A la fecha España posee 6 terminales en operación y 3 en construcción.

Diferente es el caso del Reino Unido y Estados Unidos, que si bien ingresaron al mercado en forma temprana, en 1964 y 1971 respectivamente, han sufrido interrupciones históricas en la importación de GNL. El Reino Unido fue el primer país en importar GNL en 1964 a través del terminal de Canvey Island. Las importaciones fueron posteriormente suspendidas en la década de los 90 debido al descubrimiento de grandes reservas de gas natural en el Mar del Norte y a la construcción de un gasoducto que unió al Reino Unido con Noruega. La importación de GNL sólo se reanudó en dicho país en el año 2005 con la entrada en operación del terminal Isle of Grain LNG. En la actualidad tiene 3 terminales de regasificación y un muelle regasificador (además de 5 terminales proyectados).

En Estados Unidos, la industria de regasificación de GNL se inició en el año 1971. De los cuatro terminales que se construyeron entre 1971 y 1982, tres cerraron por aproximadamente 20 años debido a que la importación del GNL se convirtió en un negocio comercialmente inviable por diversas causas. Primero, nuevos descubrimientos de yacimientos de gas natural en Estados Unidos produjeron una caída en los precios del gas natural doméstico.

[44] De los países estudiados, en términos absolutos (millones de metros cubicos) el primer importador de GNL en el 2009 fue España, seguido por Francia, Estados Unidos, el Reino Unido, Bélgica, México, Canadá, Argentina y finalmente Brasil. España fue asimismo el tercer importador mundial de GNL después de Japón y Corea del Sur. Id., p. 30.

Segundo, disputas de precios con Argelia[45] (principal suministrador del GNL en aquella época) redundaron en un aumento en el precio del GNL. Tercero, la parcial desregulación de los precios de producción del gas natural como consecuencia de la dictación del *Natural Gas Policy Act* en el año 1978 hizo que los precios del gas natural interno cayeran[46]. La industria de regasificación de GNL no se reactivó en Estados Unidos hasta la década del 2000. Sin perjuicio de lo anterior, el mercado de regasificación de Estados Unidos es uno de los más dinámicos del mundo. En la actualidad posee 11 terminales en operación, 3 en construcción y 18 proyectados.

En Francia, el primer terminal de regasificación de GNL, Fos Tonkin, comenzó sus operaciones en 1972. Dicho mercado, al igual que el español, ha operado en forma ininterrumpida desde dicha fecha y en la actualidad consta de 3 terminales en operación, 1 en construcción y 3 proyectados.

Con excepción de Bélgica, cuyo único terminal —Zeebrugge— data de 1987, el resto de los países estudiados ingresaron al mercado de regasificación de GNL en la segunda mitad de la década del 2000, siendo por tanto, mercados recientes. Este es el caso de México, Argentina, Canadá y Brasil.

México ingresó al mercado en el año 2006 y posee en la actualidad dos terminales en operación y uno en construcción. Argentina ingresó al mercado en el año 2008 con un barco regasificador y se encuentra en construcción otro proyecto de similares características.

Los mercados más recientes de GNL, iniciados sólo el año 2009, corresponden a Canadá y Brasil. Canadá posee un solo terminal en operación, Canaport LNG. Brasil por su parte posee dos barcos regasificadores y tiene un terminal de GNL proyectado.

b. Propiedad de los terminales de GNL

Del conjunto de países analizados, los terminales de regasificación corresponden a iniciativas puramente privadas en Estados Unidos, el Reino Unido, México y Canadá. En cambio, en España, Francia, Bélgica, Brasil y Argentina el Estado tiene participación, aunque en diferentes grados.

[45] Josh Lute, "LNG Terminals: Future or Folly?", 43 *Willamette Law Review* 621 (2007), p. 638.
[46] Tusiani y Shearer, n. 42, p.33.

En España, el Estado tiene una participación mínima en su calidad de dueño de un 5% de las acciones de ENARGAS, empresa propietaria, total o parcialmente, de cuatro de los 6 terminales de dicho país (los Gobiernos autonómicos también tienen una pequeña participación)[47]. En Francia, el Estado posee el 35,9% de la propiedad de GDF Suez, empresa dueña, total o parcialmente, de todos los terminales de dicho país. En Bélgica, el Estado tiene una acción (*golden share*) en la empresa Fluxys, dueña del único terminal de dicho país. Finalmente, en Brasil la totalidad de la industria de regasificación de GNL es desarrollada por Petrobras, empresa en la cual el Estado Brasileño es accionista mayoritario con un 39,8% de las acciones[48].

Argentina merece una mención aparte. A pesar de que la propiedad del buque regasificador y de los muelles que conforman el proyecto Bahía Blanca, único proyecto en funcionamiento en dicho país, son propiedad de privados, el proyecto fue impulsado por el Gobierno Argentino, a través del "Programa Energía Total" y es actualmente financiado por el mismo.

Finalmente debemos señalar que la industria del GNL es una industria altamente concentrada. Así por ejemplo, el grupo Sempra es propietario del terminal Energía Azul en México y Cameron LNG en Estados Unidos; el grupo GDF Suez es propietario, total o parcialmente, de todos los terminales de Francia, además de ser propietario del terminal Everett en Estados Unidos y el grupo Gas Natural es propietario, total o parcialmente, de los terminales Sagunto y Mugardos en España y Peñuelas en Estados Unidos, entre otros. Estos grupos tienen asimismo intereses a lo largo de toda la cadena de gas natural.

Desde sus inicios y hasta los años ochenta, sólo 3 o 4 grupos empresariales a nivel mundial eran propietarios de las instalaciones dedicadas a la licuefacción, transporte y regasificación de GNL; sólo unas pocas empresas poseían las capacidades gerenciales, técnicas y recursos financieros necesarios para desarrollar proyectos de esta envergadura[49]. En la actualidad el llamado "club" de propietarios de instalaciones de GNL se ha expandido levemente,

[47] La Xunta de Galicia, Gobierno de la Comunidad Autónoma de Galicia, es propietaria del 10% del terminal de Mugardos y el Ente Vasco de la Energía, autoridad en materia de energía del Gobierno Vasco, tiene un 30% de la propiedad del terminal de Bahía de Biskaia.

[48] El Gobierno federal posee directamente el 32,1% de las acciones e indirectamente, a través de la empresa pública federal Banco Nacional de Desenvolvimiento Economico y Social, el 7,7%.

[49] Tusiani y Shearer, n. 42, p. 207.

habiendo hoy a lo menos 15 grupos empresariales involucrados en este mercado[50].

c. Modelos de gestión de los terminales de GNL

En términos generales, podemos distinguir entre dos modelos de gestión de los terminales de regasificación: el modelo integrado y el modelo de peaje o *tolling*[51].

De acuerdo al primero, el dueño/operador del terminal importa (compra) y regasifica el gas, el cual vende a la salida del terminal. En este caso, el dueño del terminal asume el riesgo del GNL, el que es de su propiedad. Los terminales que adoptan este modelo de gestión se financian principalmente a través de la firma de contratos *offtake*, en los cuales los clientes se obligan a comprar el producto futuro del terminal (gas regasificado). Estos contratos suelen incluir cláusulas tipo *take or pay*[52]. Los costos de financiamiento del proyecto dependen de la asignación de los riesgos en los contratos *offtake*.

En el segundo modelo, el dueño/operador celebra un contrato de *tolling* con uno o más usuarios, a través del cual les provee el servicio de regasificación (o *terminalling*). De esta manera, el operador del terminal no compra el GNL ni asume riesgo comercial respecto a variaciones en su precio. Dicho riesgo es asumido por el cargador que contrata el servicio de regasificación, cargador que puede ser el vendedor de GNL —en el modelo *push tolling*— o el comprador de GNL —en el modelo *pull tolling*—.

Los terminales que adoptan este modelo de gestión se financian principalmente a través de la firma de los contratos de *tolling* (también llamados *terminal use agreement*), en los cuales los clientes contratan el servicio de regasificación por un periodo determinado, generalmente a largo plazo. Lo normal es que estos contratos también contengan cláusulas tipo *take or pay*[53]. Los costos de financiamiento del proyecto dependen de la solvencia crediticia de la o las contrapartes del contrato de *tolling*.

---

[50] Id.

[51] Energy Market Authority, *Consultation paper Initial findings and views on LNG importation into Singapore*, (2005), pp. 13 y 14, disponible en http://www.ema.gov.sg/attachments/Consultation/UPLOAD_20061122104504.pdf (última visita, 20 de diciembre de 2010).

[52] Aspen Environmentl Group, *LNG Access Workshop summary of presentations*, 2005, p. 7, disponible en http://www.energy.ca.gov/2005publications/CEC-600-2005-039/CEC-600-2005-039.PDF (última visita, 20 de diciembre de 2010).

[53] Id., p. 7.

De acuerdo al estudio realizado, la regla general en los países analizados es que los terminales operen bajo el modelo de *tolling*. Las únicas excepciones de las cuales se tiene conocimiento en los países analizados son el terminal Everett de Estados Unidos y el proyecto Bahía Blanca de Argentina.

IV. Obligación de acceso: terminales abiertos y cerrados

Los terminales de regasificación de GNL pueden ser abiertos o cerrados. En términos generales, los terminales son abiertos cuando estos están disponibles a terceras partes. Los terminales cerrados o de acceso propietario, en cambio, no están disponibles a terceras partes, salvo que cuenten con el consentimiento voluntario del operador.

Para los efectos de esta sección, los terminales cerrados no presentan especial interés, pues los mismos no contemplan regulación económica de acceso, separación y demás obligaciones que se derivan del uso de la instalación por varios agentes en términos no discriminatorios. Sin perjuicio de lo anterior, nos referiremos a estos terminales en la Sección V relativa a los principios generales de no discriminación y transparencia.

Es importante notar que los terminales pueden ser cerrados conforme a dos racionalidades diversas. Por una parte, la competencia puede justificar la decisión de no dar acceso a terceros. En la medida en que exista suficiente competencia de terminales de GNL o suficiente competencia en el mercado aguas abajo de gas natural, no es necesario introducir regulación para disciplinar a los operadores de terminales (no hay cuello de botella). Por otra parte, cuando el Estado interviene como operador —conforme a una lógica de empresa pública o servicio público— tampoco es necesario regular el acceso; la intervención estatal directa sustituye la competencia y la regulación de acceso por razones de competencia[54].

a. Obligación de acceso y exenciones

De los países estudiados, Argentina, Brasil, Canadá y Estados Unidos tienen terminales cerrados. Argentina y Brasil tienen terminales cerrados por razón de participación estatal. En ambos países el Estado tiene una participación relevante a través de empresas estatales.

[54] *Vid.* José Antonio Gómez-Ibáñez, *Regulating Infrastructure. Monopoly, Contracts, and Discretion* (Harvard University Press, Cambridge 2003), p. 33.

En Canadá el único terminal existente a la fecha es cerrado. Si bien las razones que justifican que dicho terminal esté cerrado no están explicitadas, dadas las características del mercado de gas canadiense, puede concluirse que en dicho país se asume que el mercado es suficientemente competitivo para disciplinar al operador del terminal de GNL.

El caso de Estados Unidos es especial en cuanto en dicho país coexisten en la actualidad terminales abiertos y cerrados. Hasta el año 2002, la FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*), regulaba a los terminales de GNL de la misma manera que a las instalaciones de transporte de gas, exigiéndoles por tanto acceso de terceros y regulando asimismo las tarifas. Los terminales de GNL aprobados antes de ese año están sujetos, por tanto, a estas obligaciones.

El año 2002, sin embargo, la FERC cambió su política regulatoria al otorgar la autorización para la construcción y operación de un nuevo terminal llamado Hackberry (Decisión Hackberry). En dicha oportunidad la FERC declaró que en adelante, al autorizar un terminal de GNL, sólo se pronunciaría sobre aspectos ambientales y de seguridad. Todos los terminales post Decisión Hackberry son cerrados y no están sometidos a regulación de tarifas.

La política regulatoria de la FERC fue codificada por la *Energy Policy Act* de 2005, de acuerdo a la cual, hasta el año 2015, le está prohibido a dicha comisión condicionar el otorgamiento de una autorización de construcción y operación de un terminal de GNL a la obligación de que el mismo otorgue acceso a terceros o de que someta sus tarifas a regulación.

Las razones del cambio en la política regulatoria de la FERC —y su posterior codificación a través del *Energy Policy Act* de 2005— fueron principalmente dos. Primero, generar incentivos para la inversión en terminales de GNL que permitan suplir la creciente demanda de gas. Segundo, la consideración de que el mercado de gas era lo suficientemente líquido y competitivo como para disciplinar la conducta de los operadores de terminales[55]. Conforme a lo anterior, se sometió a los terminales a las normas propias del segmento del gas "aguas arriba", homologándolos en este aspecto a los productores de gas.

[55] *Vid* Kim Talus, "Access to Gas Markets: A Comparative Study on Access to LNG terminals in the European Union and the United States", 31 *Houston Journal of International Law* 343 (2009), p. 372, "the United States has a fairly well-functioning natural gas market with hundreds of players".

En los países de la Unión Europea, a diferencia de Estados Unidos, la regulación de los terminales de GNL parte de la base que los mismos son facilidades esenciales, asimilables regulatoriamente a los gasoductos aguas abajo[56]. Consecuentemente, en los países miembros de la Unión Europea, los terminales están, en principio, abiertos a terceros.

En teoría, el acceso a terceros puede ser negociado —*negotiated third party access* (nTPA)— o regulado —*regulated third party access* (rTPA)—. De acuerdo a la Directiva Europea 2003/55/EC[57], los servicios de descarga, almacenamiento temporal y regasificación deben someterse a rTPA y los servicios de almacenamiento distintos a los estrictamente necesarios pueden sujetarse a rTPA o nTPA, de acuerdo a la decisión que se adopte a nivel doméstico[58].

Ahora bien, la propia normativa Europea prevé que los nuevos terminales o las ampliaciones de los existentes puedan ser exceptuados de la obligación de dar acceso a terceros. Esto es, por vía de excepción se permite que los nuevos terminales o las ampliaciones de los existentes puedan ser cerrados (sin perjuicio de las medidas anti-acaparamiento que puedan aplicarse a los mismos). El análisis de la aplicación de la exención se realiza caso a caso. Los

---

56 *Vid.* Tusiani y Shearer, n. 42, p. 210 ("[W]here regasification terminals are treated like pipelines, open access to the throughout capacity of the facility is made available to third parties").

57 Las regulaciones de la Unión Europea en materia de gas natural están agrupadas en los llamados "paquetes legislativos" que se componen principalmente por Directivas y Reglamentos. A la fecha se han dictado tres paquetes legislativos para el mercado del gas. La Directiva 2003/55/CE es parte del segundo paquete legislativo del mercado interior del gas natural. La misma entró en vigencia el año 2003 y fue derogada el año 2009 por la Directiva 2009/73/CE, perteneciente al tercer paquete legislativo. Esta última Directiva, si bien ya entró en vigencia, deberá ser aplicada en los países antes de marzo de 2011. Por esta razón, muchos países aún no han adecuado su legislación interna al tercer paquete.

58 Así lo explican Hywel Jones y Garry Pegg, "LNG regulation", en Paul Griffin (ed), *Liquefied Natural Gas. The Law and Business of LNG* (Global Business Publishing, London 2006), p.148:

> The directive applies the regulated third-party access requirement to LNG loading and regasification facilities. Accordingly, access to berths is captured, as well as access to the regasification plant itself. However, the directive takes a slightly different approach for any gas storage facilities which may be related to those LNG facilities: owners are given the choice of either regulated third-party access or 'negotiated third-party access', whereby access at the facility is granted on the basis of bilateral negotiations between the facility owner and the potential user.

requisitos de procedencia de las exenciones aparecen definidos en el artículo 22 de la Directiva 2003/55/CE en los siguientes términos[59]:

> a) La inversión debe favorecer la competencia en el suministro de gas y mejorar la seguridad del suministro.
> b) El nivel de riesgo inherente a la inversión es tal que ésta no se llevaría a cabo de no concederse la exención.
> c) La infraestructura será propiedad de una persona física o jurídica distinta, por lo menos en su personalidad jurídica, de los gestores de redes en cuyas redes vaya a construirse la infraestructura.
> d) Se cobrarán cánones a sus usuarios.
> e) La exención no irá en detrimento de la competencia ni del funcionamiento eficaz del mercado interior del gas, ni del funcionamiento eficaz de la red regulada a la que esté conectada la infraestructura.

De los países estudiados, Francia, Bélgica y España tienen rTPA, y sólo el Reino Unido ha otorgado exenciones por el 100% de la capacidad a sus tres terminales de GNL. Ahora bien, el terminal británico de Isle of Grain, único de los tres terminales de ese país que no es *own-use* (uso propio) sino que fue construido para dar acceso a los *sponsors* del proyecto, cuenta con un sistema de acuerdos para el acceso, que son negociados bilateralmente. De ahí que dicho sistema en particular se califica como nTPA[60], sin perjuicio que el proceso de venta inicial de capacidad primaria de dicho terminal se realizó mediante un proceso de licitación abierto y no discriminatorio (*open season)* en términos equivalentes a los exigidos por un sistema rTPA.

La principal razón para otorgar las exenciones en el caso de terminales de tipo "uso propio" ha sido otorgar incentivos a las inversiones. Como vimos anteriormente, el rTPA implica una carga y un riesgo regulatorio para los dueños que puede impedir la inversión en terminales de GNL. Así, se permite su exención a fin de garantizar que un nuevo terminal o una ampliación se lleven a cabo.

Al mismo tiempo, el regulador británico de la energía, OFGEM, ha exigido el cumplimiento de los siguientes requisitos a efectos de otorgar las correspondientes exenciones a los terminales: la realización de una oferta inicial de la capacidad del terminal conforme a un *open season*, el

[59] El artículo 36 de la Directiva 2009/73/CE del tercer paquete legislativo, consagra estos requisitos en términos similares.

[60] NERA, *Third Party Access to LNG Terminals*, 2006, p. 2. En http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Gas/2006/E06-LNG-02-03_NERA_2006-11-10.pdf [visitado 12/12/2010].

establecimiento de medidas anti-acaparamiento, incluyendo los sistemas *use-it-or-lose-it* (UIOLI), el uso de reglas de asignación de capacidad que faciliten el desarrollo de un mercado secundario y la entrega de información al regulador y al mercado.

De todos modos, pese a los esfuerzos liberalizadores europeos, cabe señalar que el número de cargadores o usuarios por terminal es bajo. Sólo en España existen múltiples cargadores (en promedio, 8 por terminal).

Por último, México presenta un sistema intermedio, donde la obligación de acceso de terceros sólo alcanza la capacidad no contratada del terminal[61]. Se trata así de un modelo mixto, donde conviven un modelo cerrado para la capacidad contratada, y un modelo abierto para la capacidad no contratada del terminal.

b. Mecanismos de asignación de la capacidad primaria

Los países que han decidido abrir sus terminales de GNL a terceros deben establecer mecanismos de asignación de la capacidad primaria de los mismos, entendiendo por capacidad primaria la que es ofrecida por el propio operador del terminal. En principio, existen cuatro mecanismos de asignación de dicha capacidad:

1. *Open season*, que es usado en Bélgica y el Reino Unido.

2. *First-come first-served* (FCFS), que es usado en Francia y España, y en Bélgica para la capacidad no asignada conforme el mecanismo de *open season*.

3. *Pro-rata de la capacidad demandada*, u otros sistemas de preferencia, usados en países no comprendidos en este estudio, tales como Italia y Turquía.

[61] Es necesario destacar que la obligación de acceso conforme al Reglamento de Gas Natural se aplica a la capacidad "disponible" entendiéndose por ésta la no efectivamente utilizada. Sin embargo, los permisos para la construcción y operación de los terminales, que en la práctica contienen el detalle de la regulación económica aplicable a los mismos, establece que la obligación de acceso de terceros será a la capacidad disponible, entendiéndose por ésta a la capacidad no reservada mediante contrato, lo que restringe en forma importante el alcance de la obligación de acceso de terceros.

4. *Negociación bilateral*, utilizado en México. En este país el operador puede elegir libremente utilizar este mecanismo o el de *open season,* salvo casos excepcionales.

Desde una perspectiva de eficiencia, el mecanismo de licitaciones *open season* es preferible al FCFS, particularmente cuando hay restricciones de capacidad, por cuanto la asignación se hace conforme a quien valora más la capacidad. En todo caso, el mecanismo FCFS es eficiente cuando existe exceso de capacidad[62].

Como hemos indicado, tanto el Reino Unido como Bélgica contemplan el uso de licitaciones conforme al mecanismo *open season*. En el Reino Unido, dada la condición de exceptuados de la obligación de acceso de terceros de los terminales, el sistema *open season* ha sido exigido como condición al otorgamiento de cada una de las exenciones a los tres terminales existentes.

En aplicación de este sistema, el terminal South Hook contrató el 100% de su capacidad primaria con su empresa relacionada South Hook Gas Company; el terminal Dragon contrató el 100% de su capacidad primaria con su relacionada BG y también con Petgas UK por un período de 20 años; y, el terminal de Isle of Grain contrató el 100% de su capacidad primaria con sus *sponsors* BP/Sonatrach, Centrica, Gaz de France, Sonatrach, Centrica, E.ON e Iberdrola.

En Bélgica también se asigna la capacidad primaria conforme a un mecanismo *open season*. En el 2004, Fluxys LNG firmó contratos de largo plazo con tres usuarios de terminales: 1) Qatar Petroleum/ExxonMobil, por un período de 20 años a partir del 1° de abril de 2008; 2) Distrigas, por un período de 20 años a partir del 1° de abril de 2007; y, 3) Suez LNG Trading, por un período de 15 años a partir del 1 octubre de 2008. En conjunto, los contratos representan la totalidad de la capacidad primaria del terminal (110 slots al año), por lo que en Bélgica no hay actualmente acceso a la capacidad primaria del terminal. Por excepción, Fluxys asigna capacidad primaria conforme al sistema FCFS en la medida en que se libera espacio.

En lo que se refiere al mecanismo FCFS, Francia tradicionalmente ha asignado la capacidad de sus terminales conforme al mismo, tanto para contratos de corto plazo (menos de un año) como para contratos de largo plazo (un año o

[62] NERA, n. 60, p. 30.

más). Por excepción, en el terminal de Fos-Cavaou se dio preferencia a los usuarios que financiaron el proyecto, aunque sujetos a algunas restricciones. Cabe agregar que el reciente fracaso del intento de utilización del mecanismo *open season* para la celebración de contratos anuales en los terminales de Fos-Tonkin y Fos-Cavaou, obligó a Francia a recurrir al mecanismo FCFS. España también recurre al sistema FCFS para asignar tanto la capacidad primaria de corto plazo como de largo plazo.

Finalmente, México utiliza, en primer término y a discreción del dueño del terminal, el mecanismo de negociación bilateral o de *open season*. Ahora, si las negociaciones bilaterales no permiten adjudicar la totalidad de la capacidad de un nuevo terminal o de una expansión, entonces el operador deberá realizar un proceso *open season*. En este caso, el operador debe adjudicar la capacidad al usuario que ofrezca el mayor valor presente neto, y en caso de empate, debe utilizar el criterio FCFS.

Para terminar, cabe señalar que del conjunto de países estudiados, sólo dos de ellos establecen restricciones en los mecanismos de asignación de capacidad primaria a fin de reservar capacidad para abastecer la demanda de corto plazo. En España, el 25% de la capacidad debe destinarse a contratos de dos o menos años de duración, y en Francia, sólo en el terminal de Fos-Cavaou, un 10% de la capacidad debe destinarse a contratos de corto plazo.

c. Negativa de acceso y solución de controversias

En principio, en los países que cuentan con terminales abiertos, el operador no puede negar el acceso de manera injustificada a un tercero interesado. En México, sólo puede negarse acceso a un usuario si el operador del terminal prueba que no hay capacidad disponible, si el usuario no ha otorgado las garantías financieras exigidas o cuando existan razones de seguridad o técnicas que justifiquen la negativa. En Francia, Bélgica y España rige el artículo 21.1 de la Directiva 2003/55/CE, que dispone que:

> Las empresas de gas natural [entre las que se incluyen los terminales de GNL] podrán denegar el acceso a la red en caso de insuficiente capacidad o de que el acceso a la red fuera a impedirles cumplir las obligaciones de servicio público, mencionadas en el apartado 2 del artículo 3, que se les hubieren asignado, o debido a dificultades económicas y financieras graves con contratos de compra garantizada (take-or-pay) atendiendo a los criterios y procedimientos del artículo 27 y a la opción elegida por los Estados

> miembros con arreglo al apartado 1 de dicho artículo. Tales denegaciones deberán estar debidamente motivadas[63].

Las disputas entre el operador y los terceros que solicitan acceso se resuelven en la mayoría de los países antes señalados por el regulador, en ejercicio de lo que se denomina la "función arbitral de los reguladores"[64]. En México resuelve la Comisión Reguladora de la Energía (CRE) y en España, la Comisión Nacional de Energía (CNE).

En Francia resuelve el Comité de Solución de Controversias y Sanciones (CORDIS), una entidad cuasi-judicial encargada por ley de ejercer las facultades del regulador en esta materia (la Comisión de Regulación de la Energía). Está conformado por dos consejeros del Estado (pertenecientes a la administración) y por dos asesores de la Corte de Casación (pertenecientes al poder judicial).

Por excepción, en Bélgica resuelven los tribunales ordinarios, a la espera que se nombren los integrantes del Servicio de Conciliación y de Arbitraje y la Cámara de Litigios.

d. Gestión de la congestión

La eficiencia en el uso de los terminales no se logra únicamente dando acceso a terceros. La gestión de la congestión es otro de los mecanismos esenciales para maximizar el uso de los terminales y para fomentar la competencia, incluyendo tanto el desarrollo del mercado secundario como el establecimiento de medidas anti-acaparamiento.

Conceptualmente, la gestión de la congestión se define en el artículo 2.1 N° 5 del Reglamento (CE) N° 715/2009[65] de la Unión Europea *sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural*, como:

---

[63] Este artículo se recoge en términos muy similares en el artículo 35.1 de la Directiva 2009/73/CE.

[64] Gaspar Ariño Ortiz, "Sobre los entes reguladores y su función arbitral", en ESAN (eds), *Regulación económica de los servicios públicos. Dos décadas de regulación de servicios públicos en Iberoamérica. Balance y perspectivas* (Ediciones ASIER, Lima 2010), p. 31:

> La función arbitral, de solución de controversias, surge así como una de las más esenciales que incumben al regulador. No es de extrañar, por ello, que las normas que crearon estos entes les asignasen desde el primer momento esta función de resolución de conflictos con la máxima amplitud.

[65] Este reglamento pertenece al tercer paquete legislativo.

> [L]a gestión del conjunto de capacidades del gestor de la red de transporte con la finalidad de aprovechar al máximo y de forma óptima la capacidad técnica y de detectar por anticipado los puntos de saturación y congestión futuros.

La congestión puede ser física o contractual. La congestión *física* corresponde a aquella situación "en la que el nivel de demanda de suministro es superior a la capacidad técnica en un momento determinado" (artículo 2.1 N° 23) y la *contractual* es aquella situación "en la que el nivel de la demanda de capacidad firme es superior a la capacidad técnica" (artículo 2.1 N° 21). En términos simples, la congestión contractual se produce cuando la capacidad está totalmente contratada, y una parte de ella permanece sin utilizarse, no obstante existir demanda insatisfecha.

De acuerdo al ERGEG (*European Regulator's Group for Electricity and Gas*)[66], las causas de la congestión contractual son típicamente tres, no siendo fácil distinguir cuándo dicha congestión se debe a maniobras propias del cargador, a la gestión del terminal o al mercado aguas abajo:

1. Subutilización voluntaria. Se produce cuando: a) el cargador desvía sus buques metaneros a mercados más atractivos; b) no hay necesidad de GNL en el mercado; o c) el cargador realiza conductas estratégicas de acaparamiento.

2. Falta de atractivo del mercado aguas abajo, ya sea por falta de precio de referencia o por falta de apertura a la competencia.

3. Recalendarización tardía de la entrega de GNL e imposibilidad de nominar buques alternativos en un espacio mínimo de tiempo[67].

---

[66] Este organismo es el grupo asesor formal de la Comisión Europea en temas relativos al mercado interno de la energía. Fue creado en el 2003 y está compuesto por los reguladores nacionales de energía de los 27 estados miembros de la Unión. Su rol es aconsejar y asistir a la Comisión para asegurar la creación y la función del mercado interno de energía en Europa. Para esto consulta, coordina y coopera en la aplicación de la normativa de la UE en todos los Estados miembros. El ERCEG no tiene facultades normativas.

[67] ERGEG, *ERGEG study on congestion management procedures & anti-hoarding mechanisms in the European LGN terminals*, 15 de noviembre de 2010, p. 10, disponible en http://www.google.cl/url?sa=t&source=web&cd=1&ved=0CBcQFjAA&url=http%3A%2F%2Fwww.energy-regulators.eu%2Fportal%2Fpage%2Fportal%2FEER_HOME%2FEER_PUBLICATIONS%2FC

La solución de la congestión física exige ampliar las instalaciones. En cambio, la congestión contractual exige adoptar medidas de gestión de congestión (MGC) dirigidas a obtener el máximo posible uso de las instalaciones.

Es posible distinguir dos grupos de MGC: las medidas destinadas a crear un mercado secundario y las medidas anti-acaparamiento. En cuanto a las primeras, siguiendo la definición establecida en el Reglamento (CE) 715/2009, podemos señalar que el mercado primario es aquel mercado en el cual la capacidad es directamente contratada con el operador del terminal. El mercado secundario, por su parte, es el mercado de la capacidad contratada de forma distinta a como se contrata en el mercado primario[68].

En cuanto a las segundas, estas medidas tienen por objeto evitar que un tenedor de capacidad primaria excluya a sus competidores a través del acaparamiento contractual de la capacidad. Estas medidas se basan generalmente en los principios *use-it-or-sell-it* —donde el usuario debe vender la capacidad contratada no utilizada en el mercado secundario— o *use-it-or-lose-it* (UIOLI) —donde el usuario puede perder sus derechos sobre la capacidad contratada no utilizada, los que vuelven al operador, quien debe enseguida asignarlos nuevamente—.

La configuración específica de las MGC es muy diversa y su diseño depende del sistema de acceso de terceros que haya adoptado el país respectivo. Los países que carecen de toda regulación, ya sea por razones de competencia —como Estados Unidos y Canadá— o por razones de participación estatal —como Argentina y Brasil— no cuentan con MGC. Ahora bien, existen países que no consideran acceso de terceros, como el Reino Unido, pero que igualmente han obligado a los operadores de los terminales a adoptar MGC.

Los países europeos estudiados en este informe que cuentan con rTPA —Francia, Bélgica y España— disponen asimismo de MGC. El caso de México es especial, ya que, como señalamos previamente, en dicho país existe la obligación de acceso a terceros sólo sobre la capacidad disponible, que ha sido definida en los permisos de los terminales como la capacidad no reservada

EER_ERGEG_PAPERS%2FGas%2F2010%2FE09-LNG-11-03_CMP%2520in%2520LNG_final%252016.11.2010.pdf&ei=3f00TaCxOYL6lwfIj_XbCw&usg=AFQjCNEEzq_Ms4j5Q5idVXcjqDhFC4bV4w (última visita, 20 de diciembre de 2010).

[68] Artículo 2 Reglamento (CE) 715/2009.

mediante contratos. Las MGC en dicho país por tanto, están condicionadas por esta característica.

En términos generales, las MGC aplican a un conjunto atado (*bundle*) de servicios que incluyen: descarga, almacenamiento temporal y regasificación/emisión. La duración del almacenamiento temporal varía de acuerdo a los países. Por excepción, en Francia opera un sistema distinto, de naturaleza mutualizada, donde las descargadas de GNL se regasifican y emiten durante un lapso de tiempo de 30 días (a pesar que las descargas permanecen físicamente en los estanques solo por un período de 3 a 5 días). En ciertas circunstancias, es posible acceder a servicios separados de almacenamiento y emisión, las que varían de país en país.

A continuación analizaremos separadamente las medidas destinadas a desarrollar el mercado secundario y las medidas anti-acaparamiento en los países europeos y en México. Sin embargo, es interesante tener previamente a la vista la información relativa al nivel de contratación y utilización de la capacidad en los países europeos. De acuerdo a la ERGEG[69], actualmente, en Europa, el promedio de uso de los terminales de GNL es sólo de un 50%. Así se aprecia del siguiente cuadro:

[69] ERGEG, n. 67, p. 9.

Tabla 1. Nivel de utilización terminales europeos

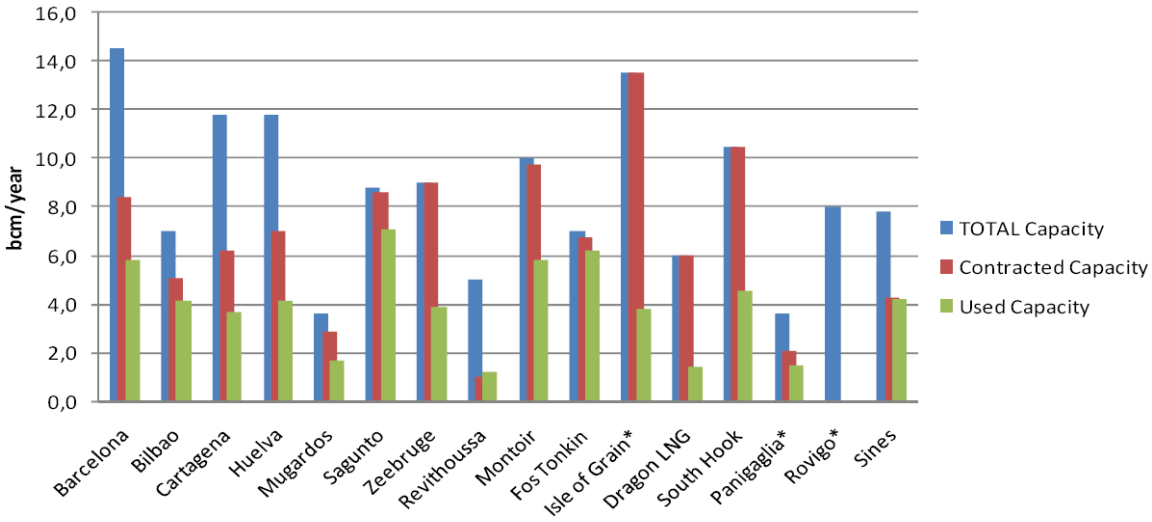
País	Terminal	% de uso 2008	% de uso 2009
Bélgica	Zeebrugge	32%	43%
Francia	Fos Tonkin	71%	89%
	Montoir de Bretagne	74%	58%
España	Barcelona	43%	40%
	Huelva	42%	35%
	Cartagena	35%	31%
	Bilbao	67%	59%
	Sagunto	80%	80%
	Mugardos	47%	35%
Reino Unido	Isle of Grain fase 1	28%	n.a
	Isle of Grain fase 2	Empezó en 2009	n.a.
	Dragon LNG	Empezó en 2009	23%
	South Hook	Empezó en 2009	43%

Fuente: ERGEG[70]

Como se demuestra en el siguiente gráfico, es interesante constatar que existen terminales con un bajo nivel de utilización, sin perjuicio de encontrarse completamente contratados. Este es el caso del terminal Isle of Grain del Reino Unido.

[70] Id.

Tabla 2. Capacidad total, contratada y utilizada



Fuente: ERGEG[71]

i. Mercado secundario

En Europa, el artículo 17.3.b del Reglamento (CE) N° 715/2009[72] dispone el derecho de los cargadores primarios a vender capacidad en el mercado secundario:

> [L]os usuarios de instalaciones de almacenamiento y de GNL que deseen revender la capacidad contratada en el mercado secundario deberán tener derecho a hacerlo.

De conformidad con la regulación europea, Francia dispone de un sistema auto-regulado, en el que los cargadores primarios deben ofrecer su capacidad no utilizada en el mercado secundario mediante contratos bilaterales. Los operadores de los terminales deben promover estas transacciones mediante la gestión de plataformas electrónicas en sus sitios web. Ahora bien, en la práctica estas plataformas voluntarias se utilizan muy poco.

En Bélgica los cargadores primarios pueden vender capacidad no utilizada en el mercado secundario, pero deben hacerlo a un precio igual o inferior al

[71] Id.

[72] Este reglamento pertenece al tercer paquete legislativo.

precio regulado. En el Reino Unido existe un sistema de negociación bilateral de venta en el mercado secundario. En España no hay mercado secundario activo, porque no existe congestión contractual dado que hay capacidad primaria disponible en prácticamente todos los terminales (con excepción del terminal de Sagunto).

Finalmente, en México los cargadores no están obligados a ofrecer la capacidad no utilizada. Estos tienen derecho a hacerlo a través de la cesión temporal o permanente de sus derechos. La cesión, sin embargo, debe ser autorizada por el operador del terminal el que se puede negar por causa justificada[73].

Desde una perspectiva económica, el ideal es que la regulación fomente que el cargador primario venda voluntariamente su capacidad no utilizada en el mercado secundario. Sólo en el evento que dicho cargador no se haya desprendido de sus derechos y en los casos en que exista congestión contractual, debe entonces el operador del terminal ofrecerlo obligatoriamente, por presión de la regulación, al mercado como capacidad firme[74].

Ahora bien, es necesario tener presente que, como explica la consultora NERA, "el uso máximo y eficiente puede ser logrado mediante el comercio en el mercado secundario sólo cuando existe un mercado profundo y líquido de capacidad secundaria. Este no es el caso todavía de ninguno de los mercados nacionales"[75]. De ahí que resulta esencial establecer el segundo tipo de MGC, las medidas regulatorias de anti-acaparamiento.

ii. Medidas anti-acaparamiento

Las medidas de anti-acaparamiento son esencialmente un fenómeno europeo[76]. En dichos países existe un número variado de medidas de este

[73] Se entiende que existe causa justificada, de forma enunciativa más no limitativa, cuando la cesión causare condiciones operativas inseguras en las instalaciones y/o no se satisfagan las garantías financieras establecidas en las Condiciones Generales por parte del cesionario.

[74] ERGEG, *Guidelines for Good Third Party Access Practice for LNG System Operators (GGPLNG). An ERGERG conclusions Paper*, 7 de mayo de 2008, p. 13.

[75] NERA, n. 60, pp. 30-31.

[76] En principio, México no parece contemplar medidas anti-acaparamiento, en cuanto el acceso que se debe entregar a quien lo solicite es sólo sobre la capacidad no contratada. Existe una norma, sin embargo, que obliga al operador a ofrecer el servicio de regasificación en base interrumpible cuando las solicitudes de reserva de capacidad exceden la capacidad

tipo. De hecho, en la actualidad los reguladores europeos están intentando armonizar las distintas prácticas estatales[77]. En todo caso, el principal mecanismo usado es el denominado *use-it-or-lose-it* (UIOLI), el que puede operar en alguna de las siguientes alternativas no-excluyentes:

1. UIOLI *ex ante*: La capacidad reservada que no se utiliza debe ser ofrecida al mercado. Cuando los *slots* vuelven al operador, éste los vende a nombre del cargador, quien en definitiva mantiene los derechos sobre el producto de la venta. Estos mecanismos exigen determinar con precisión la forma en que se define la capacidad no utilizada, las condiciones para postular a la capacidad que se libera, y el largo de tiempo por el que se pierde la capacidad[78]. El Reino Unido y Bélgica recurren a este sistema; Francia también lo usa en combinación con UIOLI ex post.

2. UIOLI *ex post*: El regulador supervisa ex post la capacidad efectivamente utilizada por los cargadores primarios. En caso de no utilización por un cierto período de tiempo se imponen multas, y/o el cargador primario pierde sus derechos futuros correspondientes. Francia y España utilizan este sistema.

Los sistemas UIOLI pueden ser además de corto plazo o de largo plazo (esto es, subutilización sistemática por parte de un cargador primario). Por ejemplo, España cuenta con un sistema UIOLI de largo plazo, conforme al cual si un cargador no utiliza al menos el 80% de su capacidad contratada durante un mes o más durante los primeros seis meses de contrato, entonces su capacidad se reduce automáticamente en la fracción no utilizada. Asimismo, si el cargador primario no utiliza el 80% de su capacidad contratada durante al menos un mes en el último año, entonces pierde la capacidad no utilizada. En Bélgica también es posible que el cargador primario pierda capacidad contratada si no la vende en el mercado secundario o no la entrega al sistema UIOLI.

---

disponible. Ahora, si se ofrece el servicio en base interrumpible usando la capacidad reservada que no se esté utilizando por los usuarios del servicio en base firme, la CRE podrá permitir al operador retener parte de los ingresos derivados de prestar el servicio en base interrumpible, pero deberá reintegrar el resto a los usuarios del servicio en base firme cuya capacidad reservada no usada sea objeto del servicio en base interrumpible.

[77] *Vid.* ERGEG, n. 67.

[78] NERA, n. 60, p. 28.

El sistema UIOLI ex post puede operar sobre la base de multas. Así, en Francia, se imponen multas al cargador primario por cancelaciones tardías de nominaciones de *slots*. Más aún, si cancela tres días o menos antes del día establecido para la descarga, entonces se le aplica una multa de un 50% de los costos de regasificación de la descarga cancelada. En España también se aplican multas para disuadir el acaparamiento, las que se aplican sobre la garantía que debe depositarse al contratar con el operador.

Debe tenerse presente que las medidas de anti-acaparamiento deben definirse de manera clara en la regulación, ya que de lo contrario se corre el riesgo de desincentivar la inversión. Como explica NERA:

> [A] pesar que los mecanismos UIOLI, en principio, ayudan a asegurar el uso de la capacidad, nuestra evaluación de la experiencia actual muestra que las exenciones [otorgadas a los terminales de la obligación de dar acceso a terceros] condicionadas sobre la base de reglas UIOLI mal definidas previene el uso de la capacidad en el largo plazo. Este es el caso del Reino Unido donde la implementación práctica de las reglas UIOLI aparece como poco clara para la mayoría de los usuarios de los terminales que fueron entrevistados[79].

El siguiente cuadro resume la situación de los países europeos objeto del estudio, pudiendo apreciarse que los distintos países utilizan ambos tipos de MGC, esto es, instrumentos de desarrollo y profundización del mercado secundario y medidas de anti-acaparamiento (UIOLI y otras):

[79] NERA, n. 60, p. 22.

Tabla 3. Medidas de gestión de la congestión en Europa

País	MGC Aplicada	Procedimiento de Nominación de *Slots*	Mecanismo de detección de *slots* en desuso	Multa por sub-utilización
Bélgica	Mercado secundario. Ex ante UIOLI. (vende operador a nombre del cargador)	Día 20 del mes m-3 en forma, indicativo. Día 20 del mes m-2, obligatorio.	Operador vende slots no-nominados. Cargadores primarios también pueden venderlos.	No
Francia	Ex-ante y ex-post UIOLI	Día 20 del mes m-1, obligatorio.	El día 25 del mes m-1, el operador establece el programa mensual de slots.	Sí
España	Ex-post UIOLI	20 del cada mes, indicativo, por 3 meses siguientes. Después de validada, es obligatoria por el siguiente mes y medio.	Existe capacidad disponible en todos los terminales españoles.	Sí
Reino Unido **Terminales Isle of Grain y Dragon**	Mercado secundario. Ex ante UIOLI (subasta el cargador primario)	Varía de terminal a terminal. Obligación de informar disponibilidad entre 14 y 10 días antes de la descarga.	Los cargadores tienen derecho a vender sus *slots* en el mercado secundario. Derechos se subastan entre 7 y 12 días antes del día de la descarga.	No
Reino Unido **Terminal South Hook**	Mercado secundario. Ex ante UIOLI (subasta el operador del terminal)	Id.	Id.	No

Fuente: Prieto y Esnault[80]

[80] Fuente: Rocio Prieto (CNE) y Benoit Esnault (CRE), "Congestion management procedures and anti-hoarding mechanisms in the european LNG terminals", presentación powerpoint realizada en el 17° Foro de Madrid, disponible en http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_WORKSHOP/Stakeholder%20Fora/

e. Regulación de tarifas

Por último, cabe referirse a la regulación tarifaria en materia de acceso de terceros. Los países que han decidido regular el acceso de terceros al terminal pueden optar por fijar las tarifas de un cierto conjunto de servicios indispensables.

No todos los países cuentan con regulación tarifaria: no la tienen quienes no han establecido acceso obligatorio, y tampoco la tienen aquellos como el Reino Unido que disciplinan el eventual poder de mercado del operador del terminal vía licitaciones competitivas.

Entre los países estudiados que sí establecen tarifas para el acceso a los terminales se encuentran Francia, Bélgica, España y México. A continuación, analizaremos algunos aspectos relevantes de la regulación tarifaria[81]:

1. El análisis comparado muestra que las autoridades contempladas para fijar las tarifas pueden ser tanto reguladores sectoriales independientes como el Gobierno Central. Así, como ejemplos del primer caso puede mencionarse a Bélgica, donde las tarifas las fija el CREG, y a México, donde las fija el CRE. Tratándose del segundo caso, en Francia las tarifas las propone el CRE y las establecen conjuntamente los Ministerios de Economía y Energía; en España la competencia en materia tarifaria está radicada en el Ministerio de Industrias, Turismo y Comercio, correspondiendo a la CNE una opinión meramente consultiva.

2. Las tarifas pueden ser únicas —esto es, comunes para todos los terminales de un país— o pueden ser específicas para cada uno de los terminales regulados. Del conjunto de países estudiados no existe hoy ninguno que establezca tarifas comunes (antes lo hacían Francia y España), esto porque, desde un punto de vista de eficiencia, las tarifas únicas o comunes no son deseables ya que implican subsidios cruzados.

Madrid%20Fora/17supthsup%20Madrid%20Forum/MFO-17_LNG_CAM-CMP_100112.pdf (última visita, 20 de diciembre de 2010).

81 *Vid.* NERA, n. 60, p. 23.

3. Los sistemas para calcular los ingresos aceptados son relativamente comunes en todos los países. Todos utilizan alguna forma de *cost-plus* que incorpora costos de operación y costos de capital, incluyendo amortización y un retorno razonable sobre la base de activos (RAB, *rate asset base*). Esto es, en casi todos los países se garantiza la recuperación de los costos y la obtención de una ganancia razonable. Sólo en México se utiliza un sistema de tarifas máximas individuales por cada tipo de servicio prestado, cuya fijación no garantiza ingresos, costos o rentabilidad al operador del terminal (no, al menos, si no es eficiente).

   Los países cuentan con distintos sistemas de incentivos. En lo que se refiere al período regulatorio o *regulatory lag*, todos los países son distintos: Francia, tres años; Bélgica, veinte años; España, cuatro años y México, cinco años. Francia cuenta además con un sistema de repartición de ganancias entre el operador y los cargadores, y con un mecanismo de cuenta de regularización de gastos e ingresos, destinado a corregir la diferencia entre los costos estimados en la tarificación y los costos reales incurridos por la empresa.

4. El diseño de la tarifa incluye generalmente los tres componentes necesarios del proceso de regasificación —descarga, almacenamiento y emisión o vaporización—, pero difiere en su estructura entre los distintos países[82]. A continuación sintetizamos la situación en cada uno de los países que cuentan con tarifas.

   Francia. La regulación francesa promueve la frecuencia y regularidad en las descargas. Para ello cuenta con tres servicios distintos: i. Servicio de emisión continua, para cargadores que realizan al menos 10 descargas al año; ii. Servicio de emisión *en bandeau* de 30 días, para los cargadores que realizan como máximo una descarga al mes; y, iii. Servicios *spot*, que se entrega también mediante una emisión de 30 días.

[82] Id.

Las tarifas utilizadas en Francia incluyen cuatro componentes principales: i. Un cargo fijo por barco; ii. Un cargo proporcional a las cantidades descargadas; iii. Un cargo de regularidad aplicado a la diferencia, en términos absolutos, entre las cantidades de GNL descargadas en invierno y las cantidades de GNL descargadas en verano, expresado en MWh para el servicio continuo y para el servicio *en bandeau*; y, iv. Un cargo de uso de las capacidades de regasificación, aplicado a la duración del intervalo promedio entre dos llegadas de buques.

Cabe mencionar que dado el sistema mutualizado que existe en Francia, el almacenamiento no se utiliza como herramienta de flexibilidad, por lo que no se ofrece como un servicio desagregado.

Bélgica. En Bélgica se cobra por *slot*, esto es, por un conjunto atado de servicios que incluye descarga (en marea alta), almacenamiento por 10,35 días (20 mareas altas), y emisión o vaporización firme (4.200 MWh/h). El volumen base es de 140.000 metros cúbicos de GNL.

En Bélgica, un usuario que ha firmado un contrato de largo plazo con el terminal puede adquirir servicios adicionales al *slot*, entre ellos: i. Capacidad adicional de almacenamiento; ii. Capacidad adicional de emisión; iii. Capacidad adicional de almacenamiento o emisión para días específicos; iv. Capacidad de emisión interrumpible *day-ahead*; y v. Derechos adicionales de capacidad de emisión de base.

España. En España se cobra separadamente por cada componente y no por *slot*, como en Bélgica. Los principales componentes que se cobran son los siguientes: i. Peaje de descarga de buques, que considera una parte fija por buque y una parte variable en función de la energía descargada; ii. Peaje de regasificación, que comprende un componente fijo por caudal diario contratado y un término variable en función de la energía descargada; iii. Canon por el servicio de almacenamiento definido exclusivamente en términos variables.

México. En México la estructura de la tarifa es distinta tratándose de servicios en base firme y de servicios en base interrumpible. La tarifa en base firme incluye un cargo por capacidad reservada, que recupera los costos fijos, y un cargo por uso que recupera los costos variables. La tarifa en base interrumpible considera un sólo cargo, que incluye tanto costos fijos como variables. La tarifa en base interrumpible debe ser menor a la tarifa en base firme.

Las tarifas son máximas y son propuestas por los operadores de los terminales al regulador. Las partes pueden acordar tarifas menores a las máximas reguladas. Los elementos que componen las tarifas son los siguientes: i. Cargo por conexión, que corresponde a un monto fijo por el costo de interconexión al sistema; ii. Cargo por capacidad, que corresponde a una porción de la tarifa basada en la capacidad reservada por el cargador; y, iii. Cargo por el uso, que es la porción de tarifa basada en la prestación del servicio.

V. Integración vertical: las distintas formas de separación (*unbundling*)

El éxito del modelo abierto depende de la adopción de medidas que impidan que un grupo económico que opera el terminal bajo un esquema verticalmente integrado pueda dar un tratamiento discriminatorio a los demás cargadores del terminal.

Según vimos al analizar los aspectos generales de la regulación de acceso, un operador integrado tiene fuertes incentivos para excluir (*foreclosure*) a los demás cargadores, o al menos, para encarecer su operación respecto a la propia (*raising rivals' costs*).

En teoría, en lo que se refiere a normas o estándares (sin considerar su aplicación efectiva), bastaría una simple prohibición de toda forma de discriminación de parte del terminal a sus distintos usuarios. Ahora bien, en la práctica, es muy difícil monitorear y constatar oportunamente las distintas formas conforme a las cuales el trato dado a los usuarios puede ser desigual.

Por ello, dado que la simple prohibición es insuficiente para impedir la exclusión cuando el operador del terminal es asimismo un usuario y/o un operador de la red de transmisión de gas aguas abajo, la práctica ha

demostrado que el acceso de terceros obligatorio al terminal requiere de alguna forma más intensiva de separación o *unbundling*[83].

Las medidas de separación de las firmas verticalmente integradas van desde una simple separación contable (cuentas separadas por segmento), pasando por una separación funcional (separación de las unidades que toman decisiones al interior de la empresa), a una separación legal (esto es, distintas personas jurídicas por segmento), hasta una separación efectiva de la propiedad[84].

Entre los países estudiados, quienes no exigen acceso de terceros tampoco cuentan con obligación de separación. En este grupo se encuentran Estados Unidos, Canadá, Brasil y Argentina.

En Europa, bajo la Directiva 2003/55/CE[85], los operadores de terminales de GNL que forman parte de grupos empresariales integrados verticalmente no tienen más restricciones que la obligación de llevar contabilidad separada (artículo 17.3). Dicha restricción constituye un primer paso para monitorear y castigar cualquier forma de subsidio cruzado destinado a subir los costos de los rivales[86].

---

[83] *Vid.* Francese, n. 4, pp. 6-7:

> TPA is however only one condition necessary to guarantee a chance for competitors to effectively enter the market and be able to compete with incumbents. In fact, a second complementary measure is represented by the *unbundling of the network* operators from the companies using the network for selling, producing, supplying and trading gas or electricity. If utility companies already in the market are in control of the network (through ownership), they will have no incentive to effectively allow new actors to enter into the market. The unbundling of the network (legal, account and ownership unbundling) from the users is therefore necessary to create a real TPA.

[84] *Vid.* Andrea Gilardoni et al, *The World Market for Natural Gas: Implications for Europe* (Springer, Heidelberg 2008), p. 190.

[85] Esta Directiva pertenece al segundo paquete legislativo.

[86] *Vid.* Francese, n. 4, pp. 13-14:

> The different parts of the dominant company may be cross-subsidizing each other. In order to solve this problem, internal unbundling of accounts is proposed. Accounts for different parts of the company must be kept separate as to eventually detect any possible cross-subsidization. The terms of use of its own facility should be made public and formal, so that third parties can clearly evaluate them.

Ahora bien, de acuerdo a su legislación nacional, algunos países, aunque no todos[87] establecen restricciones más exigentes. En Bélgica, sin llegar al nivel de separación legal, no se permite que la persona jurídica operadora del terminal de GNL pueda tener directamente o indirectamente derechos en sociedades de exploración, producción o de abastecimiento de gas natural o de intermediación en materia de gas natural. Tampoco puede participar en actividades de producción o de venta de gas natural o de intermediación en materia de gas natural.

Enseguida, España cuenta con una forma de separación legal y funcional más profunda que los demás países europeos analizados. En primer lugar, la sociedad operadora de un terminal de GNL debe tener giro legal único y exclusivo. En segundo lugar, la ley establece que si un grupo empresarial controla un terminal y concurre también en el mercado aguas abajo, debe entonces establecer separación funcional.

Aparte de los países europeos, México también cuenta con normas que exigen separación contable, las que prohíben además en forma expresa cualquier forma de subsidio cruzado entre la operación del terminal y otras operaciones de prestación de servicios de transporte, almacenamiento y distribución, así como de comercialización del gas.

Ningún país ha establecido la separación efectiva de la propiedad sobre los terminales de GNL, que es, probablemente, la única medida que garantiza que efectivamente no se produzca ninguna forma de exclusión[88]. Por lo demás, la integración vertical no sólo no está prohibida, sino que la realidad de los distintos países muestra que su ocurrencia efectiva es muy significativa.

Por último, mención aparte merece la operación de un terminal de GNL por parte de un grupo empresarial que también opera la red de transporte

[87] Por ejemplo, Reino Unido y Francia no lo hacen.

[88] *Vid.* Francese, n. 4, p. 14:

> Non discrimination in pricing only occurs in fact when there is a genuine separation of decision making between downstream and upstream operations of the dominant company. In the absence of such separation, the owner will seek maximum return possible at the expense of non-discriminatory access… An unbundling of the network from the rest of the company is therefore paramount to allow effective TPA and avoid discrimination.

(transmisión). La regulación en el mercado del gas aguas abajo es más profunda y estricta que la de los terminales de GNL, por lo que un terminal de GNL puede verse afectado indirectamente por estas últimas normas. En efecto, en materia de transporte y distribución se suele exigir separación funcional o separación efectiva de la propiedad.

De acuerdo al estudio realizado en Europa por NERA, es frecuente que haya integración vertical entre operadores de terminales y operadores de red de transmisión[89]. De hecho, dicha situación constituye uno de los mayores obstáculos a la creación de un sistema verdaderamente competitivo de terminales de regasificación[90]. Esto resulta especialmente grave en aquellos países en que la capacidad del sistema de transporte está limitado, pues impide un acceso no obstaculizado al terminal[91].

El tercer paquete legislativo europeo busca solucionar en parte estos problemas, al establecer normas más estrictas de separación en los segmentos de transmisión y distribución. Bajo la nueva normativa, la regla general o *default* es la separación efectiva de propiedad.

Ahora bien, los países podrán implementar dos sistemas alternativos si así lo desean: ISO (*Independent System Operator* u Operador del Sistema Independiente) o ITO (*Independent Transport Operator* u Operador de Transporte Independiente). ISO permite al grupo empresarial integrado mantener la propiedad, pero le exige desprenderse de la gestión de la firma a cargo de la gestión técnica y comercial de la red de transmisión. ITO constituye una forma de separación funcional menos radical que ISO.

En todo caso, los países europeos aún no establecen las normas internas que darán forma a las exigencias de este tercer paquete legislativo europeo en esta materia.

---

[89] NERA, n. 60, p. 22.

[90] Id., p. 16: "Summary of respondents' views. The functions of the TSO [transmission system operator] as TO [terminal operator] should be separated effectively", y *id.*, p. 19: "LNG terminal operators are affiliated to TSO in most cases".

[91] Como explica ERGEG, n. 67, 2.2 Contractual constraints of the downstream market...:

> Furthermore, allocation of entry capacity to the transmission system is not always possible. In the situation where a prospective user wants to acquire downstream access and there is no transmission capacity available, the LNG trader is obliged to either sell the cargo to another user holding capacity, or to look for an alternative terminal.

VI. Principios de no discriminación y transparencia

Con independencia al régimen de acceso que cada país adopte, la regulación de terminales de GNL se inspira en los principios de no discriminación y transparencia. A continuación analizaremos el contenido concreto de estos principios en los distintos países estudiados.

a. No discriminación[92]

La no discriminación e igualdad de trato como principio se encuentra presente en la gran mayoría de las regulaciones objeto de este estudio, con la excepción de Canadá, Brasil y Argentina.

Sin perjuicio de que el principio de no discriminación cobra particular relevancia en las regulaciones que consagran la obligación de acceso de terceros, éste también se contempla en los países que no establecen dicha obligación. Este es el caso de Estados Unidos y el Reino Unido.

En Estados Unidos, la FERC ha señalado expresamente que la exención de la obligación de otorgar acceso a terceros no habilita a los operadores de terminales de GNL para discriminar indebidamente a potenciales clientes. Dicha declaración la realizó la FERC en la propia Decisión Hackberry:

> Nuestra decisión de adoptar un nivel menos intrusivo de regulación no afecta nuestra competencia sobre este caso. La sección 3 del NGA [Natural Gas Act] otorga a la Comisión la potestad de "realizar órdenes suplementarias en las instalaciones según lo encuentre necesario o apropiado". Usaremos dicha autoridad en el futuro si recibimos reclamos de discriminación indebida u otra conducta anticompetitiva[93].

Asimismo, la Sección 3 del Natural Gas Act establece una norma dirigida a evitar la discriminación entre clientes existentes y nuevos clientes de un

[92] Si bien, como señala NERA, una de las manifestaciones más relevantes del principio de no discriminación e igualdad de trato se aprecia en las normas dirigidas a evitar la integración vertical, no nos referiremos a esta materia en este apartado, en cuanto dicho tema ha sido tratado en el punto anterior.

[93] Decisión Hackberry (Hackberry terminal LNG Terminal, LLC, 101 FERC 61, 294, 2002), ¶ 22, p. 8. "Our decision to adopt a less intrusive degree of regulation here does not affect our jurisdiction over the case. Section 3 of the Natural Gas Act reserves for the Commission the ability to 'make such supplemental order in the premises as it may find necessary or appropriate'. We will use such authority in the future if we receive complaints of undue discrimination or other anticompetitive behavior".

terminal, cuando el terminal esté sometido a un régimen de acceso de terceros y la expansión esté exenta de dicha obligación[94].

Como hemos señalado previamente, en el Reino Unido los terminales se encuentran exentos de la obligación de acceso a terceros. Sin perjuicio de lo anterior, para ser objeto de una exención los terminales deben cumplir con una serie de condiciones. Entre ellas, el operador del terminal debe comprobar que la exención no irá en detrimento de la competencia[95]. Para efectos del cumplimiento de este requisito, OFGEM ha exigido que la capacidad primaria de los terminales se asigne por medio de un procedimiento no discriminatorio de *open season*[96].

La regulación de la Unión Europea parte de la premisa de que el acceso de terceros a los terminales de GNL en una forma no discriminatoria es un requisito esencial para la competencia. En este sentido, la Directiva 2003/55/CE establece en sus considerandos que "para que la competencia funcione correctamente se requiere un acceso a la red no discriminatorio, transparente y a precios razonables"[97]. En concordancia con lo anterior, las normas que el segundo y tercer paquete legislativo establecen en esta materia se aplican principalmente en el ámbito del acceso de terceros al terminal.

La Directiva 2003/55/CE y la Directiva 2009/73/CE establecen que los gestores de GNL se abstendrán de establecer discriminaciones entre usuarios de la red o categorías de usuario de la red, en particular a favor de sus empresas vinculadas. Asimismo, indican que el sistema de acceso de terceros debe basarse en tarifas públicas, aplicables a todos los clientes cualificados de los terminales de GNL, de forma objetiva y no discriminatoria entre los usuarios de los terminales, facultando a las autoridades reguladoras para exigir a los operadores de instalaciones de GNL que modifiquen sus condiciones de funcionamiento, incluidas las tarifas y su metodología de

[94] Sección 3: Una orden emitida para un terminal de GNL que también ofrece servicios a clientes sobre la base de un sistema de acceso abierto no debe resultar en un subsidio a la expansión de la capacidad por parte de los clientes existentes, en la degradación del servicio prestado a los clientes existentes o en una discriminación indebida en contra de los clientes existentes en relación a sus términos o condiciones de servicio de la instalación, en el sentido en que estos términos han sido definidos por la Comisión.

[95] Subsección 19C(7) letra e) de la *Gas Act* 1986.

[96] NERA, n. 60, p. 90.

[97] Directiva 2003/55/CE, Considerando 7°.

determinación, para que éstas sean proporcionadas y su aplicación se haga de manera no discriminatoria[98].

El tercer paquete legislativo de la Unión Europea innova en materia de discriminación al señalar expresamente que cuando se decida la exención de una infraestructura nueva de la obligación de otorgar acceso a terceros, se establecerá si es necesario imponer condiciones en relación al acceso no discriminatorio a la infraestructura. Además, obliga a la autoridad reguladora nacional a sancionar el comportamiento discriminatorio en favor de la empresa integrada verticalmente.

Las legislaciones nacionales han adoptado los mínimos previstos en los paquetes legislativos de la Unión Europea. Pero, algunos países como Bélgica y Francia han adoptado normas más exigentes.

En Bélgica, los operadores deben contar con una política activa interna y externa de no discriminación. En cumplimiento de lo anterior, Fluxys dictó un programa de monitoreo en este sentido. En Francia, los operadores de los terminales han adoptado Códigos de Conducta aplicables a sus trabajadores destinados a evitar toda discriminación en el tratamiento de los usuarios actuales o potenciales. En este país la vulneración de las normas legales en esta materia se encuentra sancionada penalmente.

Finalmente, México establece el principio de no discriminación en la prestación de los servicios, limitado eso sí a la capacidad disponible y a las tarifas.

b. Transparencia

La transparencia en la información es un elemento relevante para la seguridad de suministro y especialmente para que exista efectiva competencia en el mercado de regasificación del GNL. Esta afirmación es válida estén o no los terminales obligados a dar acceso a terceros.

En este sentido, un grupo de especialistas de Francia, nombrados por la Comisión de la Regulación de la Energía de dicho país para sugerir mejoras a la regulación de GNL, estableció expresamente en sus conclusiones que el principio de transparencia en sus diferentes manifestaciones (incluyendo la publicidad de las tarifas) debe aplicarse tanto a terminales con acceso de

[98] Directiva 2003/55/CE, Artículo 25 N° 4.

terceros regulado como a terminales exentos de dicha obligación. Asimismo, señalan que debe haber un control ex post por parte del regulador del cumplimiento de las obligaciones de transparencia[99].

Sin perjuicio de lo anterior, y como veremos a propósito de la regulación de la Unión Europea, la transparencia cobra particular relevancia en las regulaciones que contemplan el acceso a terceros a los terminales de GNL, como uno de los requisitos esenciales para la efectividad de ese régimen.

La gran mayoría de los países analizados poseen normas relativas a la transparencia, exceptuando únicamente a Canadá y Argentina. Estados Unidos y Brasil, poseen normas generales relativas a la transparencia, es decir, aplicables a todos los actores del mercado de gas natural; no existen normas específicas dirigidas a los operadores de terminales de GNL[100].

México también consagra normas relativas a la transparencia de la información, la mayoría de las cuales se aplican a todos los actores del mercado de gas natural (principalmente a aquellos que deben obtener un permiso para desarrollar una actividad). La CRE tiene amplísimas potestades para solicitar información[101]. Todos los permisionarios deben además tener a

[99] Working Group, n. 2, p. 38.

[100] La regulación estadounidense tiene por objeto facilitar la transparencia de precios en el mercado de venta por mayor de gas natural. Para estos efectos, la FERC tiene la facultad de dictar normas para establecer la divulgación de la información relativa a la disponibilidad de gas natural y a los precios del mismo. Sin perjuicio de lo anterior, los participantes del mercado se podrán excusar de entregar información cuando el conocimiento público de la misma pueda generar un detrimento a la operación de un mercado efectivo o poner en peligro la seguridad del sistema. En Brasil, la regulación general obliga a todo concesionario del mercado del gas a mantener disponible, por medios electrónicos, información actualizada sobre las características de sus instalaciones, los servicios prestados, las tarifas aplicables, las capacidades ociosas y disponibles y los contratos celebrados. Sin perjuicio de lo anterior las empresas dueñas y operadoras de los terminales de GNL en dicho país no contienen dicha información en sus portales electrónicos. En materia de confidencialidad, en dicho país no hay regulación que establezca excepciones a la obligación de transparencia.

[101] De acuerdo al artículo 75 del Reglamento de gas natural, la CRE podrá requerir a los importadores de gas y a los permisionarios (entre otros entes) la información suficiente y adecuada que determine mediante Directivas, la que puede versar sobre los precios y tarifas; el volumen de gas conducido y almacenado; la información corporativa, contable y financiera; la información sobre los contratos que celebren los permisionarios con relación a la prestación de los servicios; la capacidad de los sistemas y asignación de la misma; otras obligaciones establecidas en el mismo reglamento, en las normas oficiales mexicanas y en las directivas, y las demás que la CRE considere como necesaria. El RGN también establece que

disposición del público información sobre la capacidad disponible y no contratada, las condiciones generales de prestación del servicio, la lista de tarifas y metodologías vigentes.

Los permisos que autorizan la operación de los dos terminales activos en México contienen asimismo normas relativas a la transparencia. Así por ejemplo, tanto el terminal de Altamira como el de Energía Costa Azul tienen la obligación de entregar información una vez en el semestre y una vez al año respecto de la capacidad de almacenamiento (que incluye regasificación), sobre las solicitudes de acceso y los motivos por los que se hubiere negado el acceso, sobre la recepción de GNL y la energía utilizada para la operación del sistema.

Como señalamos previamente, la transparencia, sin embargo, juega un rol esencial en la regulación del mercado del gas de la Unión Europea al considerarse —junto con el principio de no discriminación— como uno de los principales elementos para fomentar la competencia.

Para entender el rol que ocupa la transparencia en la regulación de la Unión Europea y su creciente importancia, es necesario hacer una referencia al segundo y tercer paquete legislativo. Al respecto, debe destacarse que aún cuando desde 1998 se han dictado normas dirigidas a homogeneizar las regulaciones nacionales relativas al mercado de gas natural, éstas últimas han evolucionado de forma diferente, por lo que como veremos más adelante, el nivel de transparencia entre los diferentes países de la Unión varía. Asimismo, los terminales del Reino Unido se encuentran exentos de la obligación de otorgar acceso a terceros, por lo que el nivel de transparencia exigido a los mismos es menor.

El segundo paquete legislativo, conformado por la Directiva 2003/55/CE y el Reglamento 1775/2005, regula principalmente la transparencia en el segmento de transporte de gas. Dicho Reglamento estableció una serie de obligaciones de transparencia específicas aplicables a los gestores de las redes de transporte, tales como la obligación de hacer pública la información detallada sobre los servicios que ofrecen y las condiciones aplicables, la información sobre la capacidad técnica, contratada y disponible, entre otras.

---

la CRE podrá requerir a los permisionarios la presentación de los contratos que celebren con los usuarios, no estando permitido que ella los divulgue.

La Directiva 2003/55/CE, en cambio, establece normas sobre transparencia aplicables principalmente al mercado de gas en general. En este sentido, la Directiva señala que los "estados miembros crearán los mecanismos oportunos y eficaces de regulación, control y transparencia para evitar los abusos de posición dominante, especialmente en detrimento de los consumidores, así como toda práctica abusiva"[102] y que las autoridades reguladoras nacionales deberán supervisar el nivel de transparencia y competencia del mercado[103].

En materia de terminales de GNL, la Directiva 2003/55/CE establece sólo dos normas bastantes generales, ambas relacionadas con el acceso regulado de terceros a las instalaciones. La primera señala que el gestor de red de GNL deberá proporcionar a los usuarios la información que necesiten para acceder eficientemente a la red[104]. La segunda indica que el sistema de acceso a terceros deberá basarse en tarifas publicadas[105]. Como límite a la obligación de transparencia, la Directiva establece el deber de los operadores de GNL de mantener en reserva la información sensible que conozcan en el desempeño de su actividad[106].

En el contexto del segundo paquete legislativo, ERGEG encargó a la consultora NERA la realización de un estudio sobre las prácticas existentes en países de la Unión Europea en materia de acceso de terceros a los terminales de GNL[107]. Esto dado que, conforme señala NERA, las condiciones de acceso a los terminales de GNL en Europa habían evolucionado en forma independiente en consideración de las características históricas del país y las características específicas del mercado[108].

Para la realización de dicho estudio, la consultora centró su análisis en tres áreas consideradas esenciales para un efectivo acceso de terceros a las instalaciones de GNL: el nivel de transparencia de los operadores de terminales de GNL, los arreglos regulatorios existentes y las reglas operacionales existentes.

---

[102] Directiva 2003/55/CE, artículo 25 punto 8.

[103] Directiva 2003/55/CE, artículo 25 punto 1, letra h).

[104] Directiva 2003/55/CE, artículo 8 punto 1, letra d).

[105] Directiva 2003/55/CE, artículo 18 punto 1.

[106] Directiva 2003/55/CE, artículo 10.

[107] NERA, n. 60, p. 2.

[108] Id.

Debido a que, como señalamos previamente, el segundo paquete no considera normas específicas de transparencia para los terminales de GNL, NERA tomó como referencia para el análisis las normas aplicables a los gestores de redes de transporte establecidas en el Reglamento 1775/2005, detectando tres áreas esenciales en las cuales debe haber transparencia en la información: i) los servicios ofrecidos y condiciones aplicables; (ii) el origen de las tarifas, su metodología y estructura; y (iii) la capacidad técnica, contratada y disponible. A continuación nos referiremos al análisis realizado por NERA en cada una de estas áreas, con un énfasis en la información relativa a los países objeto de este estudio[109].

i. Servicios ofrecidos y condiciones aplicables

De acuerdo a NERA, la siguiente información es necesaria para que los usuarios de los terminales de GNL puedan tener acceso efectivo al sistema[110]:

1. Una descripción detallada y omnicomprensiva de los diferentes servicios ofrecidos (esto es, recibimiento y descarga de los buques de GNL, almacenamiento, regasificación, etc.) y de sus costos.

2. Los diferentes tipos de contratos disponibles para estos servicios (en particular si estos servicios están disponibles en forma individual o incluidos en *slots*).

3. La duración de los contratos disponibles (corto o largo tiempo).

---

[109] Sin perjuicio de lo anterior, es necesario hacer las siguientes prevenciones: 1) El informe de NERA consideró para su análisis a España, el Reino Unido, Bélgica, Francia, Italia y Grecia, es decir, más países que el presente informe; 2) La información para la elaboración del estudio fue obtenida de tres fuentes: un cuestionario enviado por ERGEG a los reguladores; la información que los reguladores y operadores de terminales ponen a disposición del público de diferentes maneras, especialmente en la regulación y los sitios web; y la información obtenida de entrevistas a participantes del mercado y usuarios de terminales; y, 3) El informe fue concluido el 10 de noviembre de 2006, en virtud de lo cual el nivel de transparencia de los países puede haber variado. En particular debemos notar que este estudio concluyó antes de la entrada en operación de los terminales de South Hook y Dragon en el Reino Unido, en virtud lo cual sólo nos referiremos a la información relativa al terminal de Isle of Grain. Asimismo, el nivel de transparencia de Francia y Bélgica ha aumentado considerablemente desde la realización del estudio. Cuando la información se encuentre desactualizada se indicará lo mismo a pie de página.

[110] Id., p. 6.

4. Información sobre la disponibilidad de servicios de corto tiempo o spot.

5. Las condiciones estándar que establecen los derechos y responsabilidades de los usuarios incluyendo los contratos estándar y otros documentos relevantes.

6. Flexibilidad y niveles de tolerancia incluidos en los servicios, así como toda otra flexibilidad ofrecida y sus respectivos costos.

7. Una descripción detallada de las diferentes instalaciones en el terminal de GNL, indicando los puntos relevantes de interconexión del terminal con el sistema de transmisión.

8. Información sobre los requisitos de calidad del gas.

9. Cualquier información sobre cambios propuestos o realizados a los servicios o condiciones.

NERA concluye que todos los operadores de GNL o las autoridades nacionales entregan información general sobre los servicios ofrecidos y las condiciones aplicables. Sin embargo, la información entregada por algunos operadores en relación con materias más específicas, como la flexibilidad de los servicios, los tipos de contratos disponibles y la descripción de las instalaciones, es insuficiente. No todos los operadores de GNL tienen sitios web amigables para los usuarios y la información entregada por los distintos operadores varía enormemente[111].

En la tabla 4 se resumen los resultados obtenidos en esta área en cada uno de los países europeos objeto de este estudio[112]:

[111] NERA, p. 6.
[112] NERA, p. 8.

Tabla 4. Transparencia de servicios ofrecidos y condiciones aplicables

	Evaluación de la información disponible	Bélgica	Francia	España	Reino Unido (Grain LNG)
Descripción detallada e integral de los distintos servicios ofrecidos y cargos aplicables	El nivel de información es, en general, satisfactorio	Información general sobre los servicios y cargos está disponible en los sitios de web Fluxys y CREG. Sin embargo, aprobación del "*Indicative Transport Programme*", (documento elaborado por Fluxys) que contiene mayor información detallada de los servicios, está pendiente[113]	Información proporcionada en el sitio de web de GdF[114]	Descritos en la regulación actual de gas (decreto real 949/2001)	Se indican en las condiciones del proceso de temporada abierta (*open season*)[115]
Tipos de contratos disponibles (servicios prestados individualmente o incluido en *slots*)	Información sobre los tipos de contrato está disponible en todos los casos		Información proporcionada en el sitio de web de GdF: los servicios está empaquetados en *slots*[116]	Establecidos en la regulación (decreto real 949/2001)	Se indican en las condiciones del proceso de temporada abierta (*open season*)[117]
Información sobre la duración de los contratos disponibles	Información disponible en todos los casos		Información proporcionada en el sitio de web de GdF[118]	Establecida en la regulación	Se indican en las condiciones del proceso de temporada abierta (*open season*)
Información sobre la disponibilidad de	Información sobre servicios firmes e		Solamente sobre servicios	Establecida en la	Solamente sobre servicios firmes para

[113] El Código de Red relativo a los servicios del terminal (*terminalling*), aprobado por la CREG el 7 de diciembre de 2006, contiene todos los procedimientos que se aplican entre Fluxys LNG y los usuarios para la ejecución de los contratos de *terminalling*.

[114] Esta información se encuentra presente en las páginas internet de los operadores de los terminales de GNL, Elengy y STMFC. GdF se fusionó con Suez creando GdF Suez, cuyo sitio web no tiene información. Cada uno de los operadores de terminal franceses tiene su página internet.

[115] Solo se cuenta con información de la fase 1 del terminal Grain LNG, la cual se encuentra en el documento llamado "*Access to the secondary capacity in phase 1 of the Isle of Grain LNG import and regasification – terminal*", disponible en http://www.lngga.com/user_guide.pdf, (última visita, 12 de diciembre de 2010).

[116] Toda la información está en las páginas internet de los operadores de los terminales de GNL, Elengy y STMFC.

[117] Sólo se cuenta con información relativa a la fase 1 del terminal Grain LNG. Los cargadores primarios de esta fase del proyecto, entregan los servicios empaquetados en slots, de acuerdo al documento llamado "*Access to the secondary capacity…*", n. 115, p. 4.

servicios firmes y/o interrumpibles	interrumpibles disponible en todos los casos		firmes	regulación	capacidad primaria[119]
El código de la red y/o las condiciones estandarizadas delineando los derechos y responsabilidades para todos los usuarios incluyendo contratos estandarizados y otros documentos relevantes	Solamente hay un código aprobado. En los otros países hay códigos provisionales o borradores.	Código de red de GNL provisional[120]	No está disponible.[121]	Aprobado	Como se define dentro de los Términos y Condiciones Generales vigentes en la instalación y el Acuerdo de Términos Específicos acordado con el cliente[122]
Niveles de flexibilidad y tolerancia incluidos en los servicios sin cargo separado como también cualquier flexibilidad adicional ofrecida	Información disponible en todos los casos. Se entregan distintos niveles de detalle	Descritos en las condiciones y tarifas de GNL de Fluxys	Contrato estandarizado está disponible en el sitio de web.[123]	Establecida en la regulación (decreto real 949/2001 y órdenes ministeriales anuales)	
Descripción de las distintas instalaciones y de los puntos	Información disponible en todos los casos. Se	Descrita en la Condiciones Principales y código	Información general disponible en el sitio de web de	La información está disponible en	

[118] Información en las páginas internet de los operadores de los terminales de GNL, Elengy y STMFC.

[119] En la fase 1 del terminal Grain LNG, el cargador secundario podrá tener acceso a la entrega de capacidad interrumpible adicional si está disponible y el operador del terminal está de acuerdo. *Vid.* "*Access to the secondary capacity…*", n. 115, p. 3.

[120] *Vid.* n. 113.

[121] Elengy ha publicado en su sitio web los documentos que forman parte del contrato, como anexos; estos son las condiciones generales, condiciones especiales, anexos operacionales y reglas de asignación. STMFC ha publicado en su sitio web un contrato tipo y las condiciones generales y especiales, términos tarifarios, aranceles y documentos operacionales, que son parte del contrato, como anexos.

[122] El documento denominado "*Access to the secondary capacity…*", n. 115, p. 11, señala los contratos estandarizados y documentos relevantes que deben ser suscritos.

[123] *Vid.* n. 121.

relevantes de interconexión del terminal con el sistema de transmisión	entregan distintos niveles de detalles	provisional de GNL de Fluxys[124]	GdF y GRT gaz[125]	los sitios de web de los operadores	
Información sobre las especificaciones técnicas de atraques y descarga de los buques	Información disponible en todos los casos	Descrita en el código de red provisional del GNL[126]	El procedimiento de aprobación está disponible en el sitio de web de GdF[127]	Información disponible en el sitio de web de Enagas	Estudio individual de compatibilidad
Información sobre requerimientos de calidad de gas	Información disponible en todos los casos	En las Condiciones Principales y código de red provisional del GNL de Fluxys[128]	Requerimientos descritos en el sitio de web de GdF & GRT gaz y contrato de acceso[129]	Protocolos detallados del código de la Red	Límites según GS(M)R 1996[130]
Información sobre cambios propuestos y/o actuales a los servicios o condiciones	En general, hay información disponible sobre cambios propuestos	Tarifas multianuales desde el 2007[131]	Las tarifas están vigentes hasta que Fos Cavaou comience las operaciones[132]	Grupo de discusión establecido[133].	Nuevo Mecanismo de Capacidad Secundario[134]

[124] *Vid*. n. 113.

[125] Información en las páginas internet de los operadores de los terminales de GNL, Elengy y STMFC.

[126] *Vid*. n. 113.

[127] La información sobre especificaciones técnicas de atraques y descarga de los buques se puede encontrar en las páginas internet de los operadores de los terminales de GNL, Elengy y STMFC.

[128] *Vid*. n. 113.

[129] Información en las páginas internet de los operadores de los terminales de GNL, Elengy y STMFC.

[130] En cuanto a la calidad del gas, el terminal Grain LNG fase 1 contempla en su guía denominada "*Access to the secondary capacity…*", n. 115, p. 6, que un perito independiente designado por el operador del terminal verificará la calidad y cantidad del gas descargado por el cargador secundario comparándolo con el especificado en la postura ganadora.

[131] Las tarifas de los servicios de *terminalling* de GNL son tarifas plurianuales para el período 2007-2027.

[132] Fos Cavaou está operativo desde abril 2010 y las tarifas actuales se aplican durante un período de tres años desde el 1 de enero de 2010 para Fos Tonkin y Montoir y a partir del 1 de abril de 2010, para Fos Cavaou.

Información disponible en inglés	Información limitada en inglés	Se requiere mayor trabajo con respecto a la regulación[135]	Casi toda la información está disponible solamente en francés[136]	Se requiere mayor trabajo	-

Fuente: NERA

ii. Información sobre el origen de las tarifas, metodología y estructura

Para que los usuarios de terminales de GNL puedan explotar las oportunidades de negocios, la información sobre las tarifas es de gran relevancia. De acuerdo a NERA, la información mínima sobre tarifas que debe estar a disposición del público es la siguiente[137]:

1. Metodología de la tarifa (basada en costo, referencias internacionales de costos, etc.) y su origen.

2. El cálculo de la rentabilidad autorizada (incluyendo la definición de la base regulatoria de activos (*regulatory asset based-RAB*)).

3. La estructura de la tarifa.

4. La asignación de los costos y los principios de asignación de capacidad/*commodity*.

5. El detalle del diseño de la tarifa (los elementos de la tarifa).

6. Indexación de las tarifas o los principios para las variaciones de las tarifas (indicando especialmente si existe un periodo regulatorio).

---

[133] Información disponible en el sitio de web de Enagas.

[134] El sitio de la LNG Grain Agency contempla una guía de acceso a la capacidad secundaria.

[135] Todo el sitio internet de Fluxys y todos los documentos comerciales se encuentran en inglés, francés y neerlandés.

[136] El sitio internet de Elengy está completamente en inglés y francés y todos los documentos comerciales de Elengy y STMFC están en ambos idiomas (es decir los contratos tipo, condiciones etc.).

[137] NERA, n. 60, p. 9.

7. La intervención regulatoria en la determinación de tarifas en general.

De acuerdo a NERA, la información sobre el origen, metodología y la estructura de las tarifas varía mucho entre las diferentes autoridades nacionales. El nivel de información relativo a la intervención regulatoria en la determinación de las tarifas, a la estructura de las tarifas y a los cargos aplicables y la información relativa a la indexación de las tarifas es satisfactoria en la mayoría de los países considerados.

Finalmente, la información relativa a la metodología de las tarifas, la rentabilidad autorizada, la asignación de los costos y el diseño de la tarifa varía significativamente entre los diferentes países.

De acuerdo a NERA, en términos generales, el nivel de información disponible relativo al marco de remuneración para las instalaciones de GNL (incluyendo todas las variables financieras) y al origen de las tarifas (incluyendo los supuestos), no les permite a los usuarios actuales y futuros predecir con un nivel razonable de seguridad la evolución futura de las tarifas.

En la tabla 5 se resumen los resultados obtenidos en cada uno de los países europeos objeto de este estudio[138]:

[138] NERA, n. 60, p. 11.

Tabla 5. Transparencia sobre el origen, metodología y estructura de tarifas

	Evaluación de la información disponible	**Bélgica**	**Francia**	**España**	**Reino Unido (Grain LNG)**
La intervención regulatoria para fijar las tarifas	Las competencias se definen claramente en todos los países	Las competencias están definidas en la regulación	Las competencias están definidas en la regulación	Las competencias están definidas en la regulación	El terminal está bajo un régimen exento
Metodología general	Información detallada en algunos casos. Una descripción general o incluso la ausencia de información en otros	Descrita brevemente en la regulación y en las condiciones y tarifas del GNL de Fluxys	Consulta pública con todos los actores y la publicación de una declaración explicativa.	Establecida en la regulación (decreto real 949/2001)	Sujeto a un proceso de temporada abierta (*open season*). El precio pagado está basado en las valoraciones del mercado
Definición de la RAB	Información detallada en algunos casos. Falta de información en otros	Se entrega la metodología, pero los valores efectivos no están publicados	Disponible en el sitio de web de CRE	Se entrega la metodología y los valores	No está disponible
Definición de la tasa de retorno	Información detallada en algunos casos. Falta de información en otros	Se entrega la metodología, pero los valores no están publicados	Disponible en el sitio de web de CRE	Se entrega la metodología y los valores	No está disponible
Estructura tarifaria	Información disponible en todos los	Establecida en la regulación y	Establecida en la regulación	Establecida en la	Un cargo anual de capacidad[139]

[139] Respecto de la fase 1 del terminal Grain LNG, esta información se encuentra en la guía denominada *"Access to secondary capacity in phase 1 of the Isle of Grain LNG import and re-gasification terminal"*.

	casos	publicada en las tarifas de GNL de Fluxys		regulación	
La asignación de costos y los principios de asignación de capacidad/*commodity*	No existe información disponible en la mayoría de los casos	No hay información disponible	No está disponible	No hay suficiente información disponible	No está disponible
El detalle del diseño de la tarifa (los elementos de la tarifa) incluyendo los cargos por exceso (*over-run)* de capacidad, desbalance y sus derivaciones	En general, hay información disponible sobre cargos vigentes, pero no sobre el origen de la tarifa	Hay información disponible sobre los cargos, pero no sobre el origen de tarifa	Hay información disponible sobre los cargos, pero no sobre el origen de tarifa	Hay información disponible sobre los cargos, pero no sobre el origen de tarifa	Hay información disponible proporcionada en los acuerdos contractuales[140].
Indexación de las tarifas o los principios para las variaciones de las tarifas (si existe un periodo regulatorio)	Hay información disponible en la mayoría de los casos	Establecida en la regulación y descrita en las tarifas del GNL de Fluxys	Las tarifas están en vigencia hasta que Fos Cavaou comience las operaciones[141]	Establecida en la regulación	Existe información en los acuerdos contractuales.
Información proporcionada en inglés	Hay una cantidad limitada de información en inglés	La mayoría de los reportes del CREG sobre las tarifas no está disponible en inglés[142]	Disponible en el sitio de web del CRE[143]	Parte de la regulación se entrega en inglés, pero no toda.	-

[140] Respecto de la fase 1 del terminal Grain LNG, esta información se encuentra en la guía denominada "*Access to secondary capacity in phase 1 of the Isle of Grain LNG import and re-gasification terminal*".

[141] Fos Cavaou está operativo desde abril 2010 y las tarifas actuales se aplican durante un período de tres años desde el 1 de enero de 2010 para Fos Tonkin y Montoir y a partir del 1 de abril de 2010, para Fos Cavaou.

[142] Los reportes anuales de la CREG están en inglés, francés y holandés; todo el sitio internet de Fluxys y todos los documentos comerciales se encuentran en inglés, francés y holandés.

Fuente: NERA

iii. Información relativa a la capacidad y sus flujos

Para un efectivo acceso a las instalaciones de GNL, los usuarios deben tener información sobre las capacidades disponibles de largo y corto plazo, de lo contrario los terminales de GNL no podrán ser usados como parte de las estrategias de comercio y venta en los mercados de gas natural[144]. De acuerdo a NERA, la información mínima disponible debe ser la siguiente:

1. La información sobre las capacidades del terminal de desembarque, de la planta de regasificación y de las instalaciones de almacenamiento debe estar publicada en internet en una forma periódica y estandarizada, incluyendo la capacidad técnica máxima; la capacidad firme e interrumpible contratada y la capacidad disponible para el mercado primario.

2. Número de meses con anterioridad a la cual el terminal entrega información sobre las capacidades disponibles y la indicación de la periodicidad con la cual esta información es actualizada (esto es, mensualmente, cada vez que la información está disponible, etc.).

3. Información sobre la capacidad disponible de corto plazo y las capacidades disponibles en el mercado secundario y la indicación de la periodicidad con la cual esta información es actualizada.

4. Normas relativas a la asignación de capacidad, gestión de la congestión, mecanismos anti-acaparamiento y procedimientos de reutilización.

[143] El sitio internet de Elengy está completamente en inglés y francés y todos los documentos comerciales de Elengy y STMFC están en ambos idiomas (es decir los contratos tipo, condiciones etc.).
[144] NERA, n. 60, p. 10.

5. Máximo y mínimo histórico de los porcentajes de utilización de la capacidad mensual y promedio anual de los flujos de los últimos años.

6. Instrumentos amigables al usuario para calcular las tarifas aplicables a las capacidades disponibles y para verificar en línea la capacidad disponible (como, por ejemplo, *bulletin boards*).

De acuerdo a NERA, hay una falta de homogeneidad en el tipo y cantidad de la información entregada. La mayoría de la información se entrega vía sitio web, pero no todos los operadores tienen instrumentos amigables para el usuario para verificar la capacidad disponible en línea, en algunos casos dicha información es difícil de encontrar[145].

En la tabla 6 se resumen los resultados obtenidos en cada uno de los países europeos objeto de este estudio:

Tabla 6. Transparencia sobre capacidad y flujo

	Evaluación de la información	**Bélgica**	**Francia**	**España**	**Reino Unido (Grain LNG)**
Información sobre el estado de la capacidad en internet de forma regular/periódica, estandarizada y de fácil uso para el usuario, incluyendo: - la capacidad técnica máxima - la capacidad total e interrumpible contratada	Información sobre las capacidades entregada por todos los operadores. Existe una falta de homogeneidad sobre el tipo y cantidad de información entregada	Descrita en las "condiciones y tarifas" & "las condiciones principales" de Fluxys LNG.	Todos los datos están disponibles en el sitio de web del GdF[146]	Los requerimientos de información están establecidos en la regulación	La información sobre la capacidad es entregada a través del sitio de web de Grain LNG

[145] NERA, p. 12.

[146] Toda la información está en las páginas web de los operadores de los terminales de GNL, Elengy y STMFC.

- la capacidad disponible					
Número de meses con anterioridad a la cual los operadores del terminal de GNL entregan información sobre las capacidades disponibles y la periodicidad con la cual esta información es actualizada	Se entrega información en la mayoría de los casos, pero existe una falta de homogeneidad sobre el número de meses con anterioridad al cual se entrega esta información	Solamente hasta octubre del 2006. Cada Programa indicativo de Transporte entregará esta información durante al menos dos años para el mercado primario. La capacidad del mercado secundario se publica con dos meses de anterioridad de forma periódica en el sitio de web Fluxys LNG[147]	La capacidad mensual para los siguientes seis meses y la capacidad anual hasta el 2021 para Montoir y el 2014 para Fos[148]	Aproximadamente con 30-36 meses de anterioridad	Un *slot* de atraque con anterioridad a la entrega
Información sobre la capacidad disponible de corto plazo	Se entrega información en la mayoría de los casos, pero existe una falta de homogeneidad	Se publica en el sitio de web de Fluxys LNG	Están disponibles las capacidades dentro de los siguientes seis meses y los *slots* del	Solamente ENAGAS (publica semanalmente los datos diarios)	La notificación de *slots* inutilizados está disponible en el sitio de web de la LNG Grain Agency

[147] La capacidad del mercado primario (*slots* disponibles) y secundario se publica con tres meses de anterioridad de forma periódica en el sitio de web de Fluxys LNG. Hay también información sobre las capacidades primarias a largo plazo.

[148] Para Fos Cavaou, STMFC publica los *slots* mensuales disponibles para los 12 meses siguientes y las capacidades anuales hasta 2030. Para Montoir y Fos Tonkin, Elengy publica los *slots* mensuales disponibles para los 12 meses siguientes y las capacidades anuales hasta 2035 para Montoir y 2014 para Fos Tonkin.

			siguiente mes[149]		
Normas relativas a la asignación de capacidad, gestión de la congestión, y procedimientos de anti-acaparamiento y reutilización.	Información sobre estos procedimientos está disponible en todos los casos	Descritas en las Condiciones Principales de Fluxys y el código de red provisional del GNL[150]	Publicadas en el sitio de web del GdF[151]	Establecidas en la regulación	Desarrolladas por los cargadores
Porcentajes de utilización de la capacidad mensual y flujo promedio	Información entregada solamente por algunos operadores	No hay información disponible	Los flujos diarios de exportación son publicados por GRT gaz	Disponible en el boletín de ENAGAS sobre estadísticas de gas	Información sobre los flujos diarios de exportación
Instrumentos de fácil uso para el usuario para calcular las tarifas de los servicios disponibles y para verificar en línea la capacidad disponible	Los instrumentos son solamente entregados por algunos operadores de terminales. Existe una falta de estos instrumentos en algunos casos	No hay actualmente, pero el Automatic Reservation System estará operativo dos meses después de la aprobación del código de red. El mercado secundario está además apoyado por una plataforma en la cual se	Existe un simulador de tarifa disponible en el sitio de web del GdF[153]	Existe un simulador de tarifa disponible en el sitio de web de ENAGAS	Existe un sistema de tablero de boletín (*bulletin board*).

[149] Para Fos Cavaou, STMFC publica los slots mensuales disponibles para los 12 meses. Para Montoir y Fos Tonkin, Elengy publica los *slots* mensuales disponibles para los 12 meses siguientes.
[150] El Código de Red para el *terminalling*, aprobado por la CREG el 7 de diciembre de 2006, contiene todos los procedimientos que se aplican entre Fluxys LNG y los usuarios para la ejecución de los contratos de *terminalling*.
[151] Toda la información está en las páginas web de los operadores de los terminales de GNL, Elengy y STMFC.

		publican las ofertas del mercado secundario[152]			
Información disponible en inglés	Existe información limitada en inglés	El código de red provisional solamente está en francés[154]	La mayoría de la información está solamente en francés[155]	Se requiere mayor trabajo	-

Fuente: NERA

Como conclusión del informe, NERA constata que en términos generales la transparencia es generalmente garantizada en regulaciones con un régimen de rTPA, a través la publicación de la información operacional y de tarifas. Asimismo, señala que, en términos generales, los sistemas exentos de rTPA tienen un menor nivel de transparencia en cuanto las condiciones de servicio no están generalmente disponibles[156].

NERA recomienda aplicar a los terminales de GNL (regulados y exentos) normas similares a aquellas establecidas en el Reglamento 1775/2005 para los

[153] La información está en las páginas web de los operadores de los terminales de GNL, Elengy y STMFC. STMFC propone facilitar el intercambio de capacidades de acceso en el mercado secundario en su sitio web; para esto invita a los clientes o clientes potenciales interesados en estos intercambios a presentar su interés llenando un formulario. También publica una lista de los clientes interesados en estos intercambios. STMFC también ofrece el denominado "*Bulletin Board*", que es un espacio diseñado para promover el comercio de capacidades entre clientes en el mercado secundario. Elengy publica la lista de las partes interesadas, junto a los nombres de los actuales clientes que han concluido un contrato de acceso al terminal de GNL (previa autorización de las empresas que son mencionadas), y los nombres de clientes potenciales que han expresado su interés en la actividad de regasificación (también en la medida que autoricen se mencione su nombre).

[152] Toda la información sobre las tarifas y las capacidades disponibles está en la página internet de Fluxys. Fluxys publica las capacidades que el usuario quiere vender. Esto lo hace en el *Bulletin Board* de su sitio web, plataforma accesible a cualquier persona interesada en ver las ofertas del mercado secundario.

[154] Todo el sitio internet de Fluxys y todos los documentos comerciales se encuentran en inglés, francés y holandés. El Código de Red para el *terminalling* fue aprobado por la CREG el 7 de diciembre de 2006.

[155] El sitio internet de Elengy esta completamente en inglés y francés y todos los documentos comerciales de Elengy y STMFC están en ambos idiomas (es decir los contratos tipo, las condiciones generales etc.).

[156] NERA, n. 60, p. 22.

gestores de redes de transporte, en cuanto considera que la información que requieren los vendedores (*marketers*) para competir en el mercado del gas natural usando GNL es paralela a esa aplicable al gas proveniente de gasoductos[157].

La sugerencia de NERA fue recogida en el tercer paquete legislativo conformado por la Directiva 2009/73/CE y el Reglamento 715/2009, estableciendo este último normas específicas de transparencia para los operadores de terminales de GNL, las cuales son muy similares a las normas de transparencia aplicables a los gestores de redes de transporte.

La Directiva 2009/73/CE, por su parte, establece las mismas normas de la Directiva 2003/55/CE en esta materia, ahondando en las obligaciones de transparencia relativas al mercado de gas natural en general. La misma establece una obligación general para los gestores de redes, entre ellos los gestores de GNL, de hacer pública la información necesaria para la existencia de una competencia efectiva y un funcionamiento eficiente del mercado, sin perjuicio de la protección de la información sensible desde un punto de vista comercial.

Por su parte, el artículo 41 letra i) señala que la autoridad reguladora tendrá la obligación de controlar el nivel de transparencia, incluido el de los precios al por mayor, y velar por que las empresas de gas natural cumplan las obligaciones de transparencia[158]. Asimismo la Directiva establece que los Estados miembros deben obligar a las empresas de suministro a tener a disposición de las autoridades nacionales —incluida la autoridad reguladora nacional, los organismos nacionales de la competencia y la Comisión Europea— durante al menos cinco años, los datos pertinentes sobre todas las transacciones de contratos de suministro de gas y los derivados relacionados con el gas, suscritos con los clientes mayoristas y los gestores de almacenamiento y de redes de GNL[159]. La autoridad reguladora podrá poner a disposición de los participantes del mercado ciertos datos de estos registros,

[157] NERA, p. 50.

[158] Directiva 2009/73/CE artículo 41 número 1 letra i.

[159] Directiva 2009/73/CE, artículo 44 número 1. Como establece el número 2 del mismo artículo los datos especificarán las características de las operaciones correspondientes, tales como la duración, las normas de entrega y liquidación, la cantidad, las fechas y plazos de ejecución, los precios de la operación y los medios de identificación del cliente mayorista, junto con los datos especificados respecto a todos los contratos de suministro de gas o los derivados relacionados con el gas no liquidados.

siempre y cuando no se divulgue información sensible a efectos comerciales sobre operadores concretos del mercado o sobre operaciones concretas[160].

Finalmente y respecto a la confidencialidad, la Directiva mantiene las normas establecidas en el segundo paquete legislativo, explicitando que "en particular, no se divulgarán a las partes restantes de la empresa la información sensible a efectos comerciales, a menos que sea necesario para la realización de una transacción comercial"[161]. Esta Directiva asimismo innova al indicar que los estados miembros velarán por la adopción de medidas oportunas (ya sea administrativas o procesos penales previstos en el derecho interno) contra las personas naturales o jurídicas responsables de que no se haya respetado las normas de confidencialidad impuestas en la propia Directiva[162].

El Reglamento (CE) Nº 715/2009, por su parte, establece en su artículo 19 normas específicas de transparencia aplicables a los operadores de terminales de GNL. De acuerdo al mismo, los operadores de GNL deben cumplir con las siguientes obligaciones de transparencia:

1. Publicar información detallada sobre los servicios que ofrecen y las condiciones impuestas, además de la información técnica necesaria para que los usuarios de las instalaciones de GNL puedan acceder a ellas de manera efectiva.

2. Publicar información sobre la capacidad contratada y disponible de las instalaciones, de forma cuantificada, periódica y continua, de manera estandarizada y fácilmente comprensible para el usuario.

3. Divulgar la información requerida por el reglamento de forma inteligible, claramente cuantificable y fácilmente accesible y de manera no discriminatoria.

4. Deberán hacer pública la capacidad de las instalaciones de GNL, incluidas las instalaciones exentas del acceso de terceros. Esta información también se comunicará a los gestores de las redes de

[160] Directiva 2009/73/CE, artículo 44.

[161] Directiva 2009/73/CE, artículo 16.

[162] Directiva 2009/73/CE, artículo 41 número 14.

transporte. La información debe actualizarse al menos diariamente.

5. Los operadores de GNL o las autoridades reguladoras competentes publicarán información suficientemente detallada sobre el origen, metodología y estructura de las tarifas para infraestructuras con arreglo al acceso regulado de terceros, con el objeto de garantizar tarifas transparentes, objetivas y no discriminatorias.

De acuerdo a la investigación realizada, los países europeos en estudio aún no han plasmado las normas establecidas en el tercer paquete legislativo en su legislación nacional.

VII. Diseño institucional: reguladores sectoriales, autorizaciones y libre competencia

Finalmente, corresponde tratar ahora algunos aspectos de diseño institucional de la regulación de GNL en los países estudiados. Incluimos en esta sección aspectos relativos a los reguladores sectoriales, a la necesidad de contar con autorizaciones especiales para desarrollar terminales de regasificación, y a la relación entre los reguladores sectoriales y los entes de la competencia.

a. Reguladores sectoriales

Antes de indicar las principales tendencias en materia de diseño institucional de las autoridades vinculadas a GNL, es necesario tener presente que entre el conjunto de países estudiados existen modelos de organización política muy diverss. Existen países (a) unitarios con competencias centralizadas (Reino Unido); (b) con organización regional o autonomías (Francia y España); (c) de estructura federal fuerte (Estados Unidos, Canadá y Bélgica); y (d) de estructura federal débil (México, Argentina y Brasil).

No obstante esta diversidad, es posible apreciar tendencias comunes en el desarrollo institucional en materia de GNL, que explicaremos a continuación. En efecto, con indiferencia del modelo de organización nacional, en todos los países estudiados las principales autoridades competentes en materia de GNL son de carácter nacional. Es decir, el rol prevalente de la regulación y la gestión en materia de GNL no está en las organizaciones estatales, regionales o autonómicas. Asimismo, en todos los países estudiados las competencias en

materia de GNL se encuentran al interior de las autoridades con competencia general en energía.

En casi todos los países —con la única excepción del Reino Unido— es posible distinguir dos niveles de organización. El primero, a cargo de la definición de políticas, se encuentra habitualmente radicado en las autoridades ministeriales. El segundo, correspondiente a las competencias de gestión, está generalmente a cargo de organizaciones semejantes o equivalentes a servicios públicos, tales como agencias o comisiones. A continuación se incorpora un cuadro con los principales entes reguladores de los países:

Tabla 7. Entes reguladores en materia energética

País	Autoridad Ministerial	Agencia-Comisión Energética
Estados Unidos	Department of Energy (DOE)	Federal Energy Regulatory Commission (FERC)
Unión Europea	n/a	n/a
Reino Unido	n/a	Office of the Gas and Electricity Market (OFGEM)
Francia	Ministerio de Economía, Finanzas e Industria	Comisión de Regulación de la Energía (CRE)
Bélgica	Ministerio de Energía	Comisión de Regulación de la Electricidad y el Gas (CREG)
España	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (Departamento General de Política Energética y Minas)	Comisión Nacional de Energía (CNE)
Canadá	Ministerio de Recursos Naturales de Canadá	National Energy Board (NEB)
México	Secretaría de Energía (SENER)	Comisión Reguladora de la Energía (CRE)
Argentina	Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicio	Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)
Brasil	Ministerio de Minas y Energía (MME)	Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP)

Fuente: Elaboración propia

b. Autorizaciones

La regla general en los países estudiados es que la autoridad energética, ya sea ministerial o de gestión, otorgue una autorización para la construcción y operación de los terminales de GNL, sin perjuicio de otras autorizaciones generales que se requieran en materias territoriales o ambientales. Este es el caso de Estados Unidos (otorgada por la FERC, la cual analiza los aspectos de seguridad y ambientales del terminal), Bélgica (otorgada por el Ministerio del Clima y la Energía el cual analiza aspectos técnicos y financieros del terminal), España (otorgada por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio), Brasil (otorgado por la ANP) y México. En Canadá, al menos en teoría, parece exigirse una autorización especial (otorgada por la NEB).

El caso de México es bastante particular, en cuanto en la práctica, la regulación económica de los terminales de GNL no se encuentra establecida en las normas generales (leyes o reglamentos) sino que en los permisos otorgados por la CRE y en las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio, que forman parte integrante del permiso. Ambos documentos establecen normas relativas a las tarifas de los terminales, los términos y condiciones para el acceso y prestación del servicio, las modalidades del servicio, los derechos y obligaciones del prestador de servicios, entre otras materias.

En el Reino Unido y en Francia, la operación y construcción de un terminal de GNL no requiere ningún permiso de la o las autoridades energéticas, sin perjuicio de otras autorizaciones conformes a las normas generales.

Mención aparte merece Argentina. La construcción y operación del Proyecto Bahía Blanca fueron realizados en el contexto del Programa Energía Total impulsado por el Gobierno, para cuyos efectos se dictó una regulación *ad hoc*[163].

[163] La Resolución 459/2007 del Ministerio de Planificación creó el Programa de Energía Total y la Disposición 30/2008 incorporó al GNL a la matriz energética argentina a través de la creación del "Plan de provisión de Gas Natural Licuado regasificado", complementado por la Disposición 0287/2008 de la Subsecretaria de Coordinación y Control de Gestión.

c. Relación con el Derecho de la competencia y sus autoridades

La relación de fondo entre las regulaciones sectoriales y el Derecho de la competencia así como la relación institucional entre los reguladores sectoriales y las autoridades de la competencia, constituyen aspectos que se mantienen sin una definición clara o predecible en prácticamente ningún país del mundo[164]. Este problema general es explicado por Blumenthal en los siguientes términos:

> Establecer una relación apropiada entre la agencia de la competencia y los reguladores [sectoriales] es un desafío significativo y actual en la mayoría de los países. El tema ha sido discutido y debatido recientemente en los foros internacionales. Ninguna solución ha emergido. Distintas jurisdicciones adoptan diversas soluciones e incluso dentro de una misma jurisdicción particular las relaciones pueden variar. En una jurisdicción la agencia de la competencia tiene potestades legales sobre algunos aspectos de la regulación sectorial. En otros, los reguladores sectoriales y la autoridad de la competencia ejercen jurisdicción concurrente. Incluso en otros, existen acuerdos formales que establecen un esquema de cooperación entre los reguladores sectoriales y las autoridades de la competencia[165].

En principio, a falta de legislación que establezca normas de conflicto, cooperación o coordinación, tanto la normativa sustantiva como la institucionalidad sectorial y de la competencia tienden a aplicar y operar en paralelo. Este es ciertamente el caso en Europa. En los casos *Deutsche Telekom*[166] y *Telefónica*[167], la Comisión Europea se pronunció en el sentido de no permitir que las empresas reguladas puedan defenderse en forma necesaria o automática de acusaciones de conducta anticompetitiva basados en regulaciones sectoriales. De acuerdo a la Comisión, la conducta autónoma, es decir, aquella que se ejecuta dentro de los márgenes de libertad reconocidos por la ley sectorial, puede ser objeto de reproche desde el punto de vista de la competencia:

---

[164] *Vid.* Maher M. Dabbah, "The relationship between competition authorities and sectorial regulators: an international-comparative perspective", Queen Mary University of London, School of Law Legal Studies Research Paper No. 52/2010.

[165] William Blumenthal, General Counsel Federal Trade Commission, *Presentation to the International Symposium on the Draft Anti-Monopoly Law of the People's Republic of China* (23-24 May 2005) www.ftc.gov/speeches/blumenthal/20050523SCLAOFinal.pdf (visitado 29 de diciembre 2010), p. 15.

[166] *Vid.* Caso COMP/C 1/37.451, 37.578, 37.579, OJ 2003 L 263/9, y Caso T-271/03 *Deutsche Telekom AG v. Commission* (en adelante, Comisión Europea, *DT v. Commission*)

[167] Comisión Europea, Caso COMP/38.784, OJ 2008 C 83/6, at ¶ 666.

> Contrariamente a la posición de DT [Deutsche Telekom, el presunto infractor], la Corte Europea de Justicia y la Corte de Primera Instancia de las Comunidades Europeas han sostenido consistentemente que las reglas de la competencia pueden ser aplicables en los casos en que la legislación sectorial especial no prohíbe que las firmas reguladas lleven a cabo conductas autónomas que prevengan, restrinjan o distorsionen la competencia[168].

Recientemente la Corte Europea de Justicia (CEJ), con fecha de 14 octubre de 2010, ratificó la posición de la Comisión, dictando uno de los fallos más importantes existentes en la materia. De acuerdo a la CEJ, si las firmas están obligadas a una conducta única por la legislación nacional especial, entonces no puede haber reproche bajo la normativa comunitaria de la competencia. Pero esa situación cambia en la medida en que la legislación nacional deja espacios abiertos para conductas autónomas:

> Los artículos 81 y 82 EC pueden ser aplicados si se determina que la regulación nacional deja la posibilidad abierta para que la competencia pueda ser prevenida, restringida o distorsionada por conducta autónoma de las firmas… [L]a Corte ha sostenido que si la legislación nacional promueve o hace más fácil que una firma lleve a cabo conducta autónoma anticompetitiva, tales firmas son responsables bajo los artículos 81 y 82 EC[169].

En Estados Unidos, la situación, en términos generales, no es muy distinta: el Derecho de la competencia y su institucionalidad se mantienen vigentes tratándose de industrias reguladas. Recientemente, en el caso *Credit Suisse*, la Corte Suprema indicó que sólo en casos muy extremos la regulación sectorial excluye la aplicación del Derecho de la competencia. Para ello se exige que haya un "choque claro" (*clear repugnancy*) entre las normativas, lo que ocurre cuando ambas son "claramente incompatibles" (*clearly incompatible*)[170]. El pronunciamiento de la Corte Suprema se refirió al choque entre la regulación financiera y la competencia, y estableció que puede haber "clara incompatibilidad" de conformidad a los siguientes factores:

> (1) la existencia de una autoridad regulatoria de conformidad a la ley de valores con capacidad para supervisar las actividades en cuestión; (2) evidencia que la entidad regulatoria responsable ejerce su autoridad; y, (3) el riesgo resultante de que el Derecho de los valores y de la competencia, si ambos aplican al mismo tiempo, puedan producir guías, requisitos, deberes, privilegios o estándares de conducta que estén en conflicto. También notamos (4) que… el posible conflicto se refería a prácticas que caen

[168] Comisión Europea, *DT v. Commission*, ¶ 54.

[169] Corte Europea de Justicia, Caso C-280/08 *Deutsche Telekom AG v. Commission*, ¶¶ 80, 82.

[170] *Credit Suisse Sec (USA), LLC v Billing*, 551 U.S. 264 (2007).

> plenamente dentro [squarely within] del área de actividad del mercado financiero que el Derecho de los valores busca regular[171].

La concurrencia de normas y autoridades no es obstáculo a que los reguladores energéticos y de la competencia puedan celebrar protocolos de entendimiento, o que la ley los establezca. Dichos esquemas de cooperación y coordinación pueden basarse en la preeminencia del organismo sectorial —como en el caso del Reino Unido— o de la preeminencia de los organismos de la competencia —como en el caso de Francia y Bélgica—.

Conforme a los lineamientos generales antes expuestos, es posible afirmar que la situación es distinta tratándose de terminales cerrados o abiertos. Los terminales cerrados, en la medida en que no cuenten con una norma legal o reglamentaria que respalde su naturaleza cerrada, corren el riesgo de ser objetados ante las autoridades de la competencia bajo la doctrina de las facilidades esenciales. Es decir, un terminal cerrado conforme a la normativa de propiedad del derecho común se encuentra expuesto a que la autoridad de la competencia ordene su apertura en caso de calificarlo como facilidad esencial.

Por el contrario, los terminales abiertos y regulados no están en principio sujetos a ver desarticulada la normativa sectorial por una aplicación forzada de la doctrina de las facilidades esenciales de parte de la autoridad de la competencia. No obstante, dado el principio de concurrencia de normativas y de potestades públicas entre regulación/reguladores sectoriales y de la competencia, las autoridades de la competencia pueden igualmente mantenerse actuando en resguardo de la competitividad del mercado del gas.

Esto implica que los riesgos anticompetitivos de exclusión, precios excesivos y discriminación de precios que explicamos en la Sección I pueden justificar una intervención de la autoridad de la competencia en los casos en que la regulación sectorial y sus autoridades no estén funcionando apropiadamente. Consecuentemente, según explican Jones y Pegg, las siguientes prácticas unilaterales pueden llevar a que la autoridad de la competencia intervenga en la industria de los terminales de GNL:

1. Negativas injustificadas de acceso y de venta.

2. Precios predatorios.

[171] Id., p. 274.

3. Precios excesivos.

4. Términos y condiciones de acceso que puedan tener un efecto exclusorio sobre los competidores.

5. Acuerdos de exclusividad que excluyan a los competidores de una parte sustancial del mercado.

6. Términos operativos, condiciones y procedimientos que aumenten los costos o que efectivamente nieguen acceso a los competidores.

7. Limitaciones a la capacidad que no están relacionadas con razones legítimas de negocios.

8. Términos operativos, condiciones y procedimientos que restrinjan el comercio en los mercados del gas aguas abajo

9. Discriminación arbitraria entre los usuarios[172].

No sólo las prácticas unilaterales, sino también los acuerdos entre dos o más empresas pueden conllevar riesgos desde la perspectiva de la competencia. En primer término, los acuerdos horizontales entre competidores de venta conjunta y fijación de precios, producción conjunta o construcción conjunta de infraestructura pueden ser calificados de contrarios a la prohibición de celebrar acuerdos que disminuyan la rivalidad, esto es, colusión[173].

Por su parte, los acuerdos verticales entre operadores del terminal, cargadores y proveedores también pueden resultar problemáticos ante el derecho de la competencia. Contratos de provisión con exclusividad de largo tiempo, contratos que otorgan protección territorial y contratos *take or pay* pueden ser revisados por las autoridades de la competencia. La dimensión vertical de la competencia es siempre compleja pues depende de los efectos concretos en el mercado. Pero, igualmente, como indican Jones y Pegg, las siguientes cláusulas pueden presentar problemas en esta dimensión:

[172] Jones y Garry, n. 58, pp. 146 y 159.
[173] Id., pp. 144-145.

1. Cláusulas de destinación (comunes en contratos de *commodities*), que limitan la capacidad del mayorista de vender libremente, a fin de proteger un espacio territorial del vendedor (que le permite explotar diferenciales de precios entre países o regiones). Se incluyen aquí cláusulas que impiden revender el gas en otro Estado o región, restricciones indirectas a la reventa de forma que los distintos precios son fijados con referencia al tipo de cliente de reventa; restricciones relativas al uso que se le dará gas (ej. generación eléctrica); cláusulas de repartición de utilidades, que obligan al comprador a pasar al vendedor cualquier utilidad obtenida en la reventa del gas en transacciones distintas a las previstas.

2. Mecanismo de ajuste de volumen. Se trata de cláusulas que reducen la obligación del comprador de *take or pay* como resultado de que el vendedor venda en el territorio del comprador (medio indirecto de disminuir la competencia entre las partes).

3. Cláusulas *take or pay*. Pueden tener efectos exclusorios, previniendo que otros proveedores puedan ofrecer gas en términos más competitivos, dependiendo de la duración del contrato.

4. Consentimiento antes de la venta. Cláusulas que exigen contar con el consentimiento del comprador antes de que el vendedor pueda vender gas en el territorio del comprador.

5. Derechos de tipo *first refusal*. Opción preferente de compra del comprador sobre cualquier venta futura de gas en su territorio.

6. Venta conjunta. Esta es una práctica en el mercado del gas que artificialmente disminuye el número de competidores aguas arriba.

7. Cláusulas de la nación más favorecida (MFN) y otros acuerdos contractuales que obliguen al vendedor a bajar sus precios o mejorar los términos contractuales con un comprador en el evento que el vendedor acuerde dar mejores precios o condiciones a otro comprador.

8. Ventas atadas (*tying agreements*), cláusulas de exclusividad, contratos de tipo *requirement* (obligación de proveer todo lo requerido por el comprador), cláusulas de no competir, acuerdos relativos a los tiempos (*timing*), tamaño y ámbito de una facilidad entrante.

9. Acuerdos que limiten el acceso a una facilidad usada por firmas competidoras[174].

VIII. Conclusiones

Podemos terminar este trabajo apuntando algunas ideas generales ya expresadas a lo largo del texto. La regulación de los terminales de GNL es muy diversa y variada en los distintos países analizados en este estudio. Esto se explica en parte por las distintas culturas políticas y jurídicas de cada país, por la distinta relevancia del GNL en las respectivas matrices energéticas, y simplemente por motivos casuales propios de las distintas evoluciones económico-institucionales.

Volviendo a las preguntas básicas formuladas en la introducción, no todos los países consideran que los terminales de regasificación de GNL son *facilidades o instalaciones esenciales* que justifiquen imponer a sus propietarios la obligación de acceso obligatorio a terceros. Algunos no lo hacen por considerar que el mercado del gas natural es suficientemente competitivo, y otros porque mantienen al Estado en un rol de intervención directa (empresarial).

Ahora bien, incluso aquellos países que se manifiestan en favor de calificar los terminales de GNL como facilidades esenciales, mantienen esquemas flexibles que permiten eximir a los operadores de las obligaciones de acceso a terceros a fin de garantizar un esquema apropiado de incentivos que fomente la inversión. Estos países optan por resguardar la eficiencia dinámica, aún a costa de sacrificar eficiencia asignativa, por la vía liberar a los operadores de la obligación de dar acceso.

En todo caso, asumiendo la exigencia de la obligación de acceso desde una perspectiva de eficiencia asignativa, el *cómo* debe regularse dicha obligación para que la utilización de los terminales sea eficiente, constituye un punto que sigue siendo de gran complejidad y no bien resuelto en los países analizados.

[174] Id., pp. 145 y 158.

Establecer un sistema de utilización de los terminales que sea eficiente y efectivo es una de los grandes desafíos en materia de separación o *unbundling*. Las mejores intenciones regulatorias se estrellan contra las infinitas formas de exclusión que los incumbentes verticalmente integrados pueden desarrollar en perjuicio de los cargadores independientes.

Sólo una combinación apropiada de incentivos y restricciones puede lograr que la regulación de acceso logre su cometido: maximizar el uso del terminal sin afectar la inversión en infraestructura a largo plazo. Conocer esa combinación exige estudiar con mucho mayor detalle las virtudes y defectos relativos de los distintos mecanismos regulatorios que en este trabajo han sido sólo explicados en sus lineamientos generales.

Centro de Regulación y Competencia
Facultad de Derecho, Universidad de Chile[175]

[175] El equipo del Centro estuvo integrado por las siguientes personas: Santiago Montt (Director del Estudio), Luis Cordero, Daniela Martínez, Bárbara Wössner, Paz Irarrázabal, Vicente Aliaga, Daniela Ejsmentewicz, Felipe Ferreira, Nader Mufdi, Oscar Gárate, Josefina Hernández, Carla Arévalo, Stefano Ferreccio, Cristóbal Caviedes y Pablo Rivadeneira. Edición: Daniela Fuenzalida.

.

ANEXO

Tema: **Descripción de la industria de terminales de regasificación en los países objeto del estudio**

	Importación GN (1)	Principal consumidor GN	Importación GNL (2)	Origen GNL (principal país de origen)	Fecha inicio mercado GNL (3)	Terminales en operación	Terminales en construcción	Terminales proyectados (4)	Participación del Estado en propiedad terminales (5)	Integración vertical (6)	Modelo de gestión
Estados Unidos	13-16%	Generación eléctrica (33,04%)	1-3%	Trinidad y Tobago (52,2%)	1971	11	3	18	No	Si	Integrado (1 terminal) y tolling
Unión Europea	63,0%	Residencial y comercial (37%)	13,5%	Argelia (29%)	1969	18	Sin información	Sin información	Si	Si	Sin información
Reino Unido	47,5%	Generación eléctrica (35,9%)	11,8%	Qatar (56,25%)	1964. La importación se suspendió en los años 90 y se reanudó en el 2005	4 (8)	0	5	No	Si	Tolling
Francia	99,0%	Residencial (39%)	28,0%	Argelia (34%)	1972	3	1	2	Si	Si	Tolling
Bélgica	100,0%	Clientes Finales (distribución) (50,6%)	9,0%	Qatar (90%)	1987	1	0	0	Si	Si	Tolling
España	99,1%	Industria (44,9%)	73,7%	Argelia (34,1%)	1969	6	3	0	Si	Si	Tolling
Canadá	22,0%	Industrial (40,3%)	1,03%	Trinidad y Tobago (81,6%)	2009	1	1	0	No	Si	Tolling
México	18,6%	Generación eléctrica (38,81%)	4,9%	Trinidad y Tobago (37,4%)	2006	2	1	0	No	Si	Tolling
Argentina	6,0%	Generación eléctrica (33,00%)	2,0%	Trinidad y Tobago (83,3%)	2008	1	1	0	No (7)	Si	Integrado
Brasil	41,0%	Industria (65,02%)	1,7%	Nigeria (63,8%)	2009	2	0	1	Si	Si	Tolling

(1) Porcentaje del consumo total de gas natural del país.
(2) Porcentaje del consumo total de gas natural del país.
(3) Año en el cual entró en operación el primer terminal en el país.
(4) Incluye terminales con autorización del órgano regulador y simplemente propuestos.
(5) Se responde "Si" en el caso que el Estado tenga algún nivel de participación en la propiedad de los terminales.
(6) Se responde que "Sí" en el caso que una o más empresas ejerzan funciones en cualquier otro segmento de la cadena de gas natural (producción, transmisión, distribución o clientes)
(7) Si bien todos los elementos del proyecto Bahía Blanca pertenecen a privados (barco y muelles), el proyecto en sí fue impulsado y es financiado por el Gobierno Argentino
(8) En el Reino Unido, contabilizamos como "terminal" al muelle Teeside

ANEXO

Tema: **Regulación principal y de detalle**

	Regulación general/ especial (1)	Regulación principal	Principales materias en que recae regulación principal	Normas que establecen requisitos para construcción y operación de terminales (2)	Normas que regulan el régimen de acceso de terceros
Estados Unidos	General	Department of Energy Organization Act (DEOA) y Natural Gas Act (NGA)	DEOA: Distribuye competencia entre entes reguladores; NGA: Establece régimen de autorizaciones, y procedimientos de resolución de conflictos	Natural Gas Act	NGA (exime de obligación de acceso de terceros)
Unión Europea	General	Directiva 2003/55/CE y Directiva 2009/73/CE	Obligación de acceso a terceros y autorización de tarifas, desintegración, creación entes reguladores	n/a	Directiva 2003/55/CE y Directiva 2009/73/CE
Reino Unido	General	Gas Act de 1986	Establece régimen acceso a terceros	n/a	Gas Act de 1986
Francia	General	Ley 2000-108 del 10 de febrero de 2000 y Ley 2003-8, de 3 de enero de 2003.	Ley 2000-108: Crea órgano regulador y le atribuye competencias y establece mecanismos de solución de conflicto. Ley 2003-8 regula régimen acceso a terceros	n/a	Ley 2003-8
Bélgica	General	Ley de 12 de abril de 1965 y Ley de 29 de abril de 1999.	Ley 12 de Abril 1965: Regula las competencias de entes reguladores y acceso a terceros; Ley 29 abril de 1999: Adecua normativa a directivas europeas	Ley 12 de abril de 1965	Ley de 12 de abril de 1965 y Decreto real de 4 de abril 2003
España	General	Ley 34/1998, de 7 de octubre del Sector de Hidrocarburos (LSH)	Crea órgano regulador y atribuye competencias a distintos órganos, régimen de autorizaciones, acceso a terceros y sanciones	Ley 34/1998 (LSH) y Real Decreto 1434/2002	Ley 34/1998 (LSH) y Real Decreto 949/2001
Canadá	General	National Energy Board Act (NEB Act) y Gas distribution Act 1999	NEB Act: Crea órgano regulador y le atribuye competencias, régimen de autorizaciones; Gas distribution Act: régimen autorizaciones	NEB Act (autorización importación gas y certificado conveniencia) y Gas Distribution Act (franquicia de gas)	No hay régimen acceso de terceros
México	General. Regulación especifica desarrollada en los permisos de los terminales	Ley de la Comisión Reguladora de Energía (Ley de la CRE) y Reglamento de Gas Natural (RGN)	Ley de la CRE: Crea órgano regulador y le atribuye competencias; RGN: régimen de autorizaciones, acceso a terceros, procedimiento fijación de tarifas, reglas sobre integración vertical, sanciones	Reglamento de Gas Natural	Reglamento de Gas Natural
Argentina	Proyecto Bahía Blanca tiene normativa *ad hoc*	n/a	n/a	n/a	n/a
Brasil	General	Ley Federal 9.478 del 6/08/97 y Ley Federal 11.909 del 04/03/2009	Ley 9.478: Establece organización y competencias órgano regulador; régimen de autorizaciones. Ley 11.909: régimen autorizaciones, régimen acceso a terceros	Leyes Federales 9.478 y 11.909	Ley Federal 11.909 (exime de la obligación de acceso de terceros)

(1) Se indica si la regulación principal de la industria de regasificación del GNL se encuentra contemplada en la normativa general del gas o se han dictado leyes o reglamentos que se refieren exclusivamente a dicha industria.

(2) Se señalan sólo las normas relativas a la regulación económica, cuando el regulador energético debe otorgar una autorización. Se excluyen normas ambientales, de seguridad, etc.

ANEXO

Tema: **Entes reguladores**

	Ministerio	Agencia-Comisión Energética	Otros a nivel estatal	Potestad normativa	Potestad fiscalizadora	Potestad sancionatoria	Tarifa GNL
Estados Unidos	Department of Energy (DOE)	Federal Energy Regulatory Commission (FERC)	Dependerá del Estado en el cual se desarrolle el proyecto	DOE/FERC	FERC	FERC	Régimen mixto. FERC Aprueba tarifa terminales pre Hackberry. No aprueba tarifas terminales post Hackberry
Unión Europea	n/a	n/a	n/a	Comisión Europea, Consejo de Ministros y Parlamento Europeo	No hay información	Corte de Justicia Europea	Órgano regulador determinado por la legislación nacional
Reino Unido	No hay información	Office of the Gas and Electricity Markets (OFGEM)	n/a	OFGEM	OFGEM	OFGEM	No aprueba tarifa (terminales exentos tienen tarifas de mercado)
Francia	Ministerio de Economía, Finanzas e Industria	Comisión de Regulación de la Energía (CRE)	n/a	Ministerio y CRE	Ministerio y CRE	Ministerio y CRE	Las propone la CRE y las aprueba el Ministerio
Bélgica	Ministerio del Clima y la Energía	Comisión de Regulación de la Electricidad y el Gas (CREG)	n/a	Ministerio y CREG	CREG	CREG	CREG
España	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (Departamento General de Política Energética y Minas)	Comisión Nacional de Energía (CNE)	Comunidades Autónomas (obligaciones generales de instalación)	Ministerio	CNE (a petición Miniserio o comunidades autónomas). También Ministerio	Ministerio	Ministerio a propuesta de CNE
Canadá	No hay información	National Energy Board (NEB)	New Brunswick Energy and Utilities Board (NBEUB) (1)	No hay información	No hay información	No hay información	n/a
México	Secretaría de Energía (SENER)	Comisión Reguladora de la Energía (CRE)	n/a	Ministerio (CRE puede proponer)	CRE	SENER y CRE	CRE
Argentina (2)	Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicio	Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)	n/a	Secretaria de Energía y ENARGAS	ENARGAS	ENARGAS	No hay información
Brasil	Ministerio de Minas y Energía (MME)	Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP)	n/a	Ministerio y ANP	ANP	ANP	ANP

(1) En Canadá sólo existe un único terminal en la Provincia de Brunswick, por lo que se considera sólo el ente de esa provincia

(2) Debe señalarse que la información de Argentina se refiere a la regulación general del gas. El GNL se introdujo en Argentina mediante una regulación ad hoc que no contempla todos los elementos considerados en este cuadro.

ANEXO

Tema: **Autorizaciones de instalación de terminales de GNL**

	Autorización autoridad energética	**Otras autorizaciones**
Estados Unidos	Autorización para localización, construcción, expansión y operación de los terminales (FERC). Se refiere sólo a temas de seguridad y ambientales.	Autorización de importación (DOE) y autorizaciones ambientales dadas por el estado respectivo.
Unión Europea	n/a	n/a
Reino Unido	La autoridad energética no otorga autorización	Autorizaciones ambientales y territoriales
Francia	La autoridad energética no otorga autorización	Autorización ambiental y de seguridad (Prefecto)
Bélgica	Autorización para construir y explotar de acuerdo a requisitos financieros y técnicos (Ministerio del Clima y la Energía)	Autorización ambiental (Gobierno regional)
España	Autorización de instalación y comercialización (Ministerio de Industria, Turismo y Comercio)	No hay información
Canadá	Certificado de conveniencia y utilidad pública (NEB) y fanquicia de gas (NBEUB)	Autorización de importación (NEB)
México	Autorización operación (CRE). Los permisos contienen la regulación económica de los terminales	Autorizaciones ambientales y territoriales
Argentina	El proyecto Bahía Blanca fue autorizado a través de una regulación ad hoc	n/a
Brasil	Autorización para construir y operar unidades de regasificación (ANP)	Autorizaciones de importación (Ministerio)

ANEXO

Tema: **Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado**

	Entidades encargadas de velar por la competencia	¿Puede el ente de la competencia intervenir en materia de GNL?	¿Existe regulación o protocolos de relación inter-órganos?
Estados Unidos	División de Competencia del Departamento de Justicia (fiscal), Federal Trade Commission (agencia administrativa independiente)	Sí	No
Unión Europea	Comisión Europea	Mismo órgano	Mismo órgano
Reino Unido	Office of Fair Trading (agencia) y Competition Appeals Court (Tribunal especializado)	Sí	Sí
Francia	Autoridad de la Competencia (agencia administrativa independiente)	Sí	Sí
Bélgica	Consejo de la Competencia (agencia administrativa independiente)	Sí	Sí
España	Comisión Nacional de la Competencia (agencia administrativa independiente)	Sí	Sí
Canadá	Competition Bureau (fiscalía de la competencia) y Competition Tribunal (Tribunal especializado)	Sí	No
México	Comisión Federal de la Competencia (agencia administrativa no-independiente)	Sí	Sí
Argentina	Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (agencia administrativa no-independiente)	Sí	Sí, pero sólo en materia de fusiones
Brasil	Conselho Administrativo de Defensa Economica (Tribunal autónomo)	No	Sí (en general)

ANEXO

Tema: **Solución de Controversias**

	Solución de Controversias									
	Recursos relativas a decisiones de entes reguladores					Controversias entre particulares				
País	**Sede**	**Órgano**	**Causal**	**Efecto sentencia**	**Revisión Judicial**	**Sede**	**Órgano**	**Causal**	**Efecto sentencia**	**Revisión Judicial**
Estados Unidos	Administrativa	La Oficina de "Administrative Law Judges" de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC)	General	Confirmar, modificar o anular la decisión	Si	Administrativa	La Oficina de "Administrative Law Judges" de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC)	Cualquier conflicto entre particulares	Es sólo un sistema de mediación y arbitraje	Sin información
	Judicial	Corte Apelaciones	General	Confirmar, modificar o dejar sin efecto orden	Si	Administrativa	El Dispute Resolution Service de la FERC	Cualquier conflicto entre particulares.	Es sólo un sistema de mediación y conciliación	n/a
Unión Europea	Determinado por el derecho nacional	Determinado por el derecho nacional	Determinado por el derecho nacional	Determinado por el derecho nacional	Determinado por el derecho nacional	Determinado por el derecho nacional	Determinado por el derecho nacional	Determinado por el derecho nacional	Determinado por el derecho nacional	Determinado por el derecho nacional
Reino Unido	Judicial	Competition Appeals Tribunal	General	Confirmar, modificar o anular la decisión	Si	Administrativa	Office of the Gas and Electricity Markets (OFGEM)	Denegación de acceso	Por regla general debe acoger solicitud acceso fijando términos de acceso y tarifa	Sí
Francia	Administrativa	Consejo de Estado	General	Confirmar, modificar o anular la decisión	No	Cuasi-judicial	Comité Permanente de Resolución de Controversias (CORDIS) de la Comisión de Regulación de la Energía (CRE)	Conflictos de acceso (denegación, desacuerdo respecto contrato)	Indica condiciones técnicas y financieras acceso	Sí
Bélgica	Adminstrativa	Consejo de la Competencia	Conflictos de acceso (denegación, desacuerdo respecto contrato)	Confirmar, modificar o anular la decisión	Si	Judicial	Servicio de Mediación de la Energía	Cuestiones relativas mercado gas	Es sólo sistema de mediación	No hay información
España	Administrativa	Ministerio de Industria, Comercio y Turismo	General	Confirmar o modificar la decisión	Si	Administrativa	Comisión Nacional de Energía (CNE)	Arbitraje en conflictos entre sujetos sector hidrocarburos	No hay información	Si
						Administrativa	CNE	Conflictos con ocasión gestión sistema gas	Señala si decisión gestor sistema se ajusta a derecho y puede conminar a que gestor proceda de cierta manera	Si
						Administrativa	CNE	Denegación de acceso y contratos	Obliga a otorgar acceso de ser procedente o excluir clausula	si
Canadá	Judicial	Corte Federal de Apelaciones	General	Confirmar, modificar o anular la decisión	Si	Judicial	Cortes Federales	Cualquier conflicto entre particulares	Resuelve con autoridad de cosa juzgada	Si
México	Administrativa	Comisión Reguladora de Energía (CRE)	General	Confirmar, modificar o anular la decisión	Si	Administrativa	Arbitro o CRE en caso que no se elija arbitro	Cualquier conflicto entre particulares.	No hay información	No hay información
Argentina (1)	Administrativa	Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS).	General	No hay información	Si	Administrativa	ENARGAS	Cualquier conflicto entre particulares.	No hay información	Sí
Brasil	Administrativa	Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP)	General	Confirmación, modificación, anulación o revocación, total o parcial	No hay información	No hay información	No hay información	No hay información	No hay información	No hay información

(1) La información señalada en Argentina, se refiere a la regulación general del país en materia de gas

ANEXO

Tema: **Integración vertical**

	Separación patrimonial	Separación jurídica o funcional	Separación contable
Estados Unidos	No	No	No
Unión Europea	No, salvo en sistema ITO (Independent Transport Operator)	No	Sí
Reino Unido	No	Sí	Sí
Francia	No	No	Sí
Bélgica	No	Sí	Sí
España	No	Sí	Sí
Canadá	No	No	No
México	No	No	Sí
Argentina	No	No	No
Brasil	No	No	No

ANEXO

Tema: **Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación**

	Acceso regulado a terceros	Mecanismo de asignación capacidad primaria	Negativa de acceso sólo por causal justificada
Estados Unidos	No (desde Hackberry)	(acceso propietario)	(acceso propietario)
Unión Europea	Sí, sujeto a exenciones	Los países miembros deciden	Sí
Reino Unido	No (exenciones)	Open Season	Sí
Francia	Sí	First Come First Served	Sí
Bélgica	Sí	Open Season y First Come First Served	Sí
España	Sí	First Come First Served	Sí
Canadá	No (competencia)	(acceso propietario)	(acceso propietario)
México	Sí	Negociación bilateral y Open Season	Sí
Argentina	No (empresa estatal)	(acceso propietario)	(acceso propietario)
Brasil	No (empresa estatal)	(acceso propietario)	(acceso propietario)

ANEXO

Tema: **Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables**

	Régimen de tarifas reguladas
Estados Unidos	Sí, únicamente para los terminales autorizados antes de la decisión Hackberry. Para los terminales autorizados con posteriodidad a dicha decisión, no existe régimen tarifario
Unión Europea	n/a
Reino Unido	En la práctica no, porque los terminales están exentos
Francia	Sí
Bélgica	Sí
España	Sí
Canadá	No
México	Sí
Argentina	No hay información
Brasil	No

ANEXO

Tema: **Mecanismos de Gestión de la Congestión**

	¿Puede el cargador primario vender capacidad en el mercado secundario?	¿Se requiere la autorización del operador o dueño del terminal para vender los derechos?	¿El cesionario se subroga en los derechos y obligaciones al cedente?	Use it or lose it (UIOLI) Ex Ante	UIOLI Ex Post	Multas
Estados Unidos	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)
Unión Europea	Sí	No regulado	No regulado	No regulado	No regulado	No regulado
Reino Unido	Sí	No	No	Sí, subasta.	No	No
Francia	Sí	Sí, pero el rechazo debe ser fundado	Sí	Sí	Sí	Sí
Bélgica	Sí	Sí, pero el rechazo debe ser fundado	Sí	Sí, First Come First Served al precio regulado	No	No
España	Mercado secundario poco relevante (no hay congestión contractual y hay capacidad primaria disponible)	Sin información	Sin información	No	Sí	Sí
Canadá	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)
México	Sí	Sí, pero el rechazo debe ser fundado	No (cedente sigue obligado ante el operador)	Sí, pero el servicio se ofrece en base interrumpible	No	No
Argentina	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)
Brasil	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)	(Acceso propietario)

ANEXO

Tema: **Discriminación e Igualdad de Trato**

	Legislacion relativa a igualdad de trato y no discriminación	Materias tratada por la legislación	Orgáno fiscalizador	Normativa privada (1)
Estados Unidos	Sección 3 del Natural Gas Act	Prohíbe la discriminación indebida en contra de los usuarios de instalaciones de GNL	Federal Energy Regulatory Commission	Sin información
Unión Europea	Directiva 2003/55/CE, Directiva 2009/73/CE y Reglamento 715/2009	1) No discriminación en el acceso. 2) No discriminación en la aplicación de las tarifas relativas a las instalaciones de GNL. Las normas de no discriminación en el acceso se pueden aplicar a terminales exentos.	Órgano Regulador Nacional	n/a
Reino Unido	Seccion 19D(3) de la Gas Act 1986	Las condiciones comerciales para adquirir derechos de acceso sobre las instalaciones de GNL no deben discriminar a usuarios actuales o potenciales. La capacidad primaria de los terminales exentos de la obligación de acceso a terceros se ha asignado por mecanismos no discriminatorios (open season).	Office of the Gas and Electricity Markets	Sin información
Francia	Artículo 2, 7 y 9 de la Ley Nº 2003-8 del 3 de enero del 2003.	1) Operadores no deben discriminar entre usuarios. 2) Tarifas y condiciones comerciales de acceso no deben ser discriminatorias. 3) Se establecen sanciones penales por prácticas discriminatorias	Autoridad reguladora y el operador del terminal respectivo.	Código de Buena Conducta de Elengy. Fiscaliza su cumplimiento un Compliance Officer.
Belgica	Artículo 5 y 42 del Código de Buena Conducta	1) Igualdad de trato entre usuarios del terminal. 2) Obligación de empresas de establecer politicas internas y externas de no discriminación	Autoridad reguladora y el operador del terminal respectivo.	Programa de monitoreo de la empresa Fluxys. Fiscaliza su cumplimiento un compliance officer.
España	Ley del Sector de Hidrocarburos y Real Decreto 949/2001	1) Gestor técnico del sistema debe ejercer sus funciones sin discriminación. 2) Contratación de servicios debe hacerse sobre bases no discriminatorias. 3) Acceso a las instalaciones debe ser no discriminatorio.	CNE	Sin información
Canadá	No hay regulación en este sentido	n/a	n/a	Sin información
Mexico	Reglamento de Gas Natural	1) Acceso no discriminatorio a las instalaciones de GNL. 2) No discriminación en la aplicación de tarifas	Comisión Reguladora de Energía	Sin información
Argentina	No hay regulación en este sentido	n/a	n/a	Sin información
Brasil	No hay regulación en este sentido	n/a	n/a	Sin información

(1) Existencia de normativa relativa a la no discriminación e igualdad de trato implementada por los operadores de los terminales de GNL por medio de reglamentos internos.

ANEXO

Tema: **Transparencia y Confidencialidad de la Información**

				Información pública (1)			
	Paquete legislativo UE	**Normas sobre transparencia**	**Ente con competencia para imponer obligaciones de transparencia**	**Tarifas/condiciones de uso**	**Capacidades utilizadas y disponibles**	**Otros**	**Normas sobre exigencias de confidencialidad**
Estados Unidos	n/a	Sí, sólo normativa general	Federal Energy Regulatory Commission	No	No	No	No
	Segundo	Sí, pero generales	Órgano regulador nacional	Sí	No	Contabilidad empresas	Sí
Union Europea	Tercero	Sí, detalladas en reglamento	Órgano regulador nacional	Sí	Sí	Contabilidad de empresas, servicios ofrecidos, registro de datos, etc.	Sí
Reino Unido	Segundo	Sí	Office of the Gas and Electricity Markets	En la práctica no, por estar exentos	En la práctica no por estar exentos	Si, información al regulador establecida en autorización de exención	No
Francia	Segundo	Sí	Comisión de Regulación de la Energía	Sí	Sí	Condiciones acceso, disposiciones contratos, etc.	Sí
Bélgica	Segundo	Sí	Comisión de Regulación de Electricidad y Gas	Sí	Si	Inversiones futuras, proyectos de expansión, etc.	Sí
España	Segundo	Sí	Comisión Nacional de Energía	Sí	Sí	Contratos celebrados	Sí
Canadá	n/a	No hay	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
México	n/a	Sí	Comisión Reguladora de Energía	Sí	Sí	Contratos celebrados / información corporativa, contable y financiera	No
Argentina	n/a	No hay	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a
Brasil	n/a	Sí, sólo normativa general	Agencia Nacional del Petróleo	Sí	Sí	contratos celebrados	No

(1) Incluye la información que debe ser accesible al público en general como la que debe entregarse a entes reguladores.

ANEXO

Tema: **Aspectos Contractuales**

	Regulación contenido de los contratos	Observaciones
Estados Unidos	No	Sin comentario
Unión Europea	No	Sin comentario
Reino Unido	No	Los terminales se encuentran exentos de la obligación de acceso de terceros
Francia	Sí	Los contratos tipo para el acceso a las instalaciones de GNL son desarrollados por los operadores de las instalaciones de GNL en acuerdo con la CRE.
Bélgica	Sí	La legislación actual no contiene un modelo de contrato de GNL aprobado por la CREG. Este modelo de contrato, sin embargo, está previsto en el marco del nuevo Código de Conducta propuesto por la CREG.
España	Sí	Existen contratos modelos que deben ser observados por operadores de terminales y usuarios al momento de celebrar sus contratos. La inclusión de cláusulas referidas a instalaciones o servicios que exceden el ámbito del contrato modelo está sujeta a estrictas formalidades de publicidad. Los contratos modelos son desarrollados por la CNE.
Canadá	No	Sin comentario
México	Sí	Las Condiciones Generales de los dos terminales que operan actualmente contienen normas referidas a la duración mínima de los contratos de servicio. En adición a ello, ambas Condiciones Generales establecen formatos de contratos en sus anexos.
Argentina	No	Sin comentario
Brasil	No	Sin perjuicio de la falta de regulación específica en materia de contratos de GNL, en virtud del marco general de la regulación del gas natural, el órgano regulador debe registrar y homologar los contratos de comercialización y transporte de gas.

SEGUNDA PARTE: ESTUDIO POR PAÍSES

SUMARIO

I. ESTADOS UNIDOS 1

1. Introducción general 1
2. Descripción de la industria de terminales de regasificación en Estados Unidos 2
   a. Introducción 2
   b. Terminales de GNL 3
   c. Propiedad de los terminales de regasificación y relaciones de propiedad dentro de la cadena del gas natural 7
3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL 12
   a. Regulación principal 12
   b. Regulación de detalle 18
4. Entes reguladores 20
   a. Departament of energy (DOE) 20
   b. Federal Energy Regulatory Commission (FERC) 20
5. Autorización de instalación de terminales 22
   a. Autorización otorgada por el DOE 22
   b. Autorización otorgada por la FERC 23
6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado 24
7. Solución de Controversias 25
   a. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores 25
   b. Controversias entre particulares 27
   c. Jurisprudencia relevante 28
8. Integración vertical 28
9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación 28
   a. Regulación aplicada a terminales autorizados con anterioridad a la Decisión Hackberry 28
   b. Regulación aplicada a terminales autorizados con posterioridad a la Decisión Hackberry 29
10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL 32
    a. Regulación aplicada a terminales autorizados con anterioridad a la Decisión Hackberry 32
    b. Regulación aplicada a terminales autorizados con posterioridad a la Decisión Hackberry 33
11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC) 33
12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL 33
13. Transparencia y confidencialidad de la información 34
14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación de GNL 34

BIBLIOGRAFIA 35

II. UNIÓN EUROPEA 38

1. Introducción general 38
2. Descripción de la industria de terminales de regasificación en la Unión Europea 39
   a. Introducción 39
   b. Terminales de GNL 42

3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL 43
a. Primer paquete legislativo (1998-2003) 44
b. Segundo paquete legislativo (2003-2009) 45
c. Tercer paquete legislativo (2009 en adelante) 46
4. Entes reguladores 47
a. Instituciones Europeas a cargo de la regulación 48
b. Organizaciones asociadas al mercado de gas natural 49
5. Autorización de instalación de terminales 50
6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado 50
7. Solución de Controversias 51
a. Primer paquete legislativo 51
b. Segundo paquete legislativo 51
c. Tercer paquete legislativo 52
8. Integración vertical 53
a. Restricciones que aplican aguas abajo en materia de transmisión y distribución 54
b. Restricciones específicas a los terminales de GNL 57
9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación 58
a. Primer paquete legislativo 58
b. Segundo paquete legislativo 59
c. Tercer paquete legislativo 71
10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL 76
a. Primer paquete legislativo 76
b. Segundo paquete legislativo 76
c. Tercer paquete legislativo 77
11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC) 78
a. Comercialización de la capacidad de los terminales de GNL en el mercado secundario 78
b. Medidas anti-acaparamiento 80
12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL 85
a. Primer paquete legislativo 85
b. Segundo paquete legislativo 85
c. Tercer paquete legislativo 86
13. Transparencia y confidencialidad de la información 86
a. Primer paquete legislativo 86
b. Segundo paquete legislativo 87
c. Tercer paquete legislativo 92
14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación de GNL 93
a. Primer paquete legislativo 93
b. Segundo paquete legislativo 93
c. Tercer paquete legislativo 94
BIBLIOGRAFIA 95

III. REINO UNIDO 97

1. Introducción general 97
2. Descripción de la industria de terminales de regasificación en el Reino Unido 97
a. Introducción 97
b. Terminales de GNL 99
c. Propiedad de los terminales de regasificación y relaciones de propiedad dentro de la cadena del gas natural 101
3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL 103
a. Regulación principal 104
b. Regulación de detalle 104

4. Entes reguladores 105
a. The Office of the Gas and Electricity Markets (OFGEM) 105
b. Office of Fair Trading (OFT) 106
5. Autorización de instalación de terminales 106
6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado 106
7. Solución de Controversias 107
a. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores 107
b. Controversias entre particulares 108
c. Jurisprudencia relevante 108
8. Integración vertical 108
9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación 110
a. Obligación de acceso 110
b. Exención de acceso 111
c. Mecanismos de asignación de capacidad primaria 113
d. Negativa de acceso 117
10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL 118
11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC) 119
a. Comercialización de la capacidad de los terminales de GNL en el mercado secundario 120
b. Medidas anti-acaparamiento 121
12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL 127
13. Transparencia y confidencialidad de la información 128
14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación de GNL 132
BIBLIOGRAFIA 133

IV. FRANCIA 137

1. Introducción general 137
2. Descripción de la industria de terminales de regasificación en Francia 138
a. Introducción 138
b. Terminales de GNL 139
c. Propiedad de los terminales de regasificación y relaciones de propiedad dentro de la cadena del gas natural 140
3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL 141
a. Regulación principal 142
b. Regulación de detalle 142
4. Entes reguladores 143
a. El Ministro de Economía, Finanzas e Industria (Ministro a cargo de la Energía) 143
b. La Comisión de Regulación de la Energía (CRE) 144
5. Autorización de instalación de terminales 146
6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado 146
7. Solución de Controversias 147
a. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores 147
b. Controversias entre particulares 148
c. Jurisprudencia relevante 150
8. Integración vertical 151
9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación 152
a. Obligación de acceso 152
b. Mecanismos de asignación de capacidad primaria 152
c. Negativa de acceso 157
d. Exención de acceso 158
10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios

asociados a la regasificación y almacenaje de GNL 159
a. Servicios ofrecidos 159
b. Marco legal previo a la dictación del tercer paquete legislativo 160
c. Procesos tarifarios 160
11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC) 163
a. Comercialización de la capacidad de los terminales de GNL en el mercado secundario 164
b. Medidas anti-acaparamiento 166
12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL 169
13. Transparencia y confidencialidad de la información 170
14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación de GNL 172
BIBLIOGRAFIA 174

V. BÉLGICA 179

1. Introducción general 179
2. Descripción de la industria de terminales de regasificación en Bélgica 180
a. Introducción 180
b. Terminales de GNL 181
c. Propiedad de los terminales de regasificación y relaciones de propiedad dentro de la cadena del gas natural 182
3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL 183
a. Regulación principal 184
b. Regulación de detalle 184
4. Entes reguladores 185
a. El Ministro del Clima y Energía 186
b. La Comisión de Regulación de la Electricidad y del Gas (CREG) 187
5. Autorización de instalación de terminales 189
6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado 190
7. Solución de Controversias 190
a. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores 190
b. Controversias entre particulares 192
c. Jurisprudencia relevante 194
8. Integración vertical 194
9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación 196
a. Obligación de acceso 196
b. Mecanismos de asignación de capacidad primaria 196
c. Negativa de acceso a la capacidad primaria 197
d. Exención de acceso 198
10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL 199
a. Servicios ofrecidos 199
b. Marco legal previo a la dictación del tercer paquete legislativo 200
c. Procesos tarifarios 201
11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC) 202
a. Comercialización de la capacidad de los terminales de GNL en el mercado secundario 203
b. Medidas anti-acaparamiento 205
12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL 207
13. Transparencia y confidencialidad de la información 208
14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación de GNL 210
BIBLIOGRAFIA 213

VI. ESPAÑA 217

1. Introducción general 217
2. Descripción de la industria de terminales de regasificación en España 218
   a. Introducción 218
   b. Terminales de GNL 220
   c. Propiedad de los terminales de regasificación y relaciones de propiedad dentro de la cadena del gas natural 222
3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL 225
   a. Regulación principal 226
   b. Regulación de detalle 227
4. Entes reguladores 228
   a. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio 228
   b. Comisión Nacional de Energía (CNE) 228
5. Autorización de instalación de terminales 229
6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado 229
7. Solución de Controversias 231
   a. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores 231
   b. Controversias entre particulares 232
   c. Jurisprudencia relevante 235
8. Integración vertical 237
9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación 238
   a. Obligación de acceso 238
   b. Mecanismos de asignación de capacidad primaria 239
   c. Negativa de acceso 241
   d. Excepciones a las obligaciones de acceso 241
10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL 242
    a. Servicios ofrecidos 242
    b. Marco legal previo a la dictación del tercer paquete legislativo 243
    c. Procesos tarifarios 244
11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC) 246
    a. Comercialización de la capacidad de los terminales de GNL en el mercado secundario 247
    b. Medidas anti-acaparamiento 248
12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL 249
13. Transparencia y confidencialidad de la información 250
14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación de GNL 252

BIBLIOGRAFIA 256

VII. CANADÁ 258

1. Introducción general 258
2. Descripción de la industria de terminales de regasificación en Canadá 258
   a. Introducción 258
   b. Terminales de GNL 260
   c. Propiedad de los terminales de regasificación y relaciones de propiedad dentro de la cadena del gas natural 260
3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL 261
   a. Regulación principal 262
   b. Regulación de detalle 263
4. Entes reguladores 263
   a. National Energy Board (NEB, Comisión Nacional de Energía) 263
   b. New Brunswick Energy and Utilities Board (NBEUB, Comisión de Energía

y Servicios Públicos) 264
5. Autorización de instalación de terminales 264
6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado 265
7. Solución de Controversias 266
   a. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores 266
   b. Controversias entre particulares 267
   c. Jurisprudencia relevante 267
8. Integración vertical 267
9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación 268
10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL 268
11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC) 268
12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL 269
13. Transparencia y confidencialidad de la información 269
14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación 269
BIBLIOGRAFIA 270

VIII. MÉXICO 272

1. Introducción general 272
2. Descripción de la industria de terminales de regasificación en México 272
   a. Introducción 272
   b. Terminales de GNL 274
   c. Propiedad de los terminales de regasificación y relaciones de propiedad dentro de la cadena del gas natural 276
3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL 278
   a. Regulación principal 279
   b. Regulación de detalle 280
4. Entes reguladores 281
   a. La Secretaría de Energía (SENER) 281
   b. Comisión Reguladora de Energía (CRE) 282
5. Autorización de instalación de terminales 284
6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado 287
7. Solución de Controversias 288
   a. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores 288
   b. Controversias entre particulares 289
   c. Jurisprudencia relevante 289
8. Integración vertical 290
9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación 290
   a. Regulación que obliga a dar acceso a terceros 290
   b. Mecanismos de asignación de capacidad primaria 291
   c. Negativa de acceso 294
10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL 294
   a. Servicios ofrecidos 294
   b. Marco legal 296
   c. Procesos tarifarios 298
11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC) 302
   a. Comercialización de la capacidad de los terminales de GNL en el mercado secundario 302
   b. Medidas anti-acaparamiento 306
12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL 307

13. Transparencia y confidencialidad de la información 308
14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación 310
BIBLIOGRAFIA 312

IX. ARGENTINA 314

1. Introducción general 314
2. Descripción de la industria de terminales de regasificación en Argentina 314
   a. Introducción 314
   b. Terminales de GNL 316
   c. Propiedad de los terminales de regasificación y relaciones de propiedad dentro de la cadena del gas natural 317
3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL 319
   a. Regulación principal 321
   b. Regulación de detalle 322
4. Entes reguladores 322
   a. Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicio 322
   b. Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) 322
5. Autorización de instalación de terminales 323
6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado 324
7. Solución de Controversias 325
   a. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores 325
   b. Controversias entre particulares 325
   c. Jurisprudencia relevante 326
8. Integración vertical 326
9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación 326
10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL 326
11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC) 327
12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL 327
13. Transparencia y confidencialidad de la información 327
14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación 327
BIBLIOGRAFIA 328

X. BRASIL 330

1. Introducción general 330
2. Descripción de la industria de terminales de regasificación en Brasil 331
   a. Introducción 331
   b. Terminales de GNL 333
   c. Propiedad de los terminales de regasificación y relaciones de propiedad dentro de la cadena del gas natural 333
3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL 335
   a. Regulación principal 335
   b. Regulación de detalle 336
4. Entes reguladores 337
   a. Ministerio de Minas y Energía (MME) 337
   b. Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) 338
5. Autorización de instalación de terminales 338
6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado 338
7. Solución de Controversias 339
   a. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores 339

b. Controversias entre particulares 340
c. Jurisprudencia relevante 340
8. Integración vertical 340
9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación 340
10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL 340
11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC) 341
12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación 31 de GNL 341
13. Transparencia y confidencialidad de la información 341
14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación 341
BIBLIOGRAFIA 342

I. ESTADOS UNIDOS

1. Introducción general

El mercado de gas natural de Estados Unidos —que corresponde a un cuarto del consumo mundial de gas natural y al 85% del consumo de Norte América— es el mercado más grande de gas natural del mundo y, según algunos autores, el más competitivo en la venta de gas natural al por mayor[1]. El gas natural representa aproximadamente un cuarto del consumo primario de energía del país[2]. En este contexto, la industria del GNL ocupa un papel secundario. Durante los años 2003 a 2008 el GNL representó solamente entre el 1% y el 3% del consumo total de gas natural del país.

Si bien es posible encontrar antecedentes de la industria de GNL en los Estados Unidos que se remontan a la década del 50 con la primera exportación de este combustible[3], la actividad de regasificación comenzará recién en el año 1971 con la construcción del primer terminal dedicado a esta actividad en Everett Massachusetts. Hoy en día existen 8 terminales de GNL ubicados en tierra (*on-shore*). Estos son Everett Marine Terminal (GDF Suez), Dominion Cove Point LNG (Dominion), Elba Island LNG (El Paso), Lake Charles Terminal (Southern Union), Cameron LNG (Sempra Energy), Sabine Pass LNG (Cheniere), Freeport LNG (Freeport LNG Development) y Peñuelas LNG (Ecoeléctrica). La lista de terminales de GNL se completa con 3 terminales ubicados en la costa (*off-shore*): Gulf of Mexico (Excelerate Energy), Offshore Boston (Excelerate Energy) y Offshore Boston MA (GDF Suez).

El principal ente regulador de la industria es la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) la cual tiene la autoridad exclusiva para aprobar o denegar una solicitud para la localización, construcción, expansión y operación de un terminal de GNL. Desde el año 2002 en adelante, la naturaleza de esta autorización se relaciona exclusivamente con temas ambientales y de seguridad y no con temas de regulación económica. El principal cuerpo legal que regula a los terminales de regasificación es la *Natural Gas Act* dictada en 1938 con sus sucesivas modificaciones, entre las que destaca la introducida por la *Energy Policy Act* de 2005.

En relación con la regulación económica y particularmente con la obligación de dar acceso a terceros, en los Estados Unidos hoy en día conviven dos sistemas regulatorios según si el terminal en cuestión fue autorizado con anterioridad a la Decisión Hackberry del año 2002 –decisión que describiremos en detalle más adelante— o con posterioridad a la misma. Aquellos terminales de GNL cuya autorización fue otorgada con anterioridad al año 2002 por la FERC, se encuentran sometidos a la obligación de acceso a terceros y a regulación tarifaria, ya que la política regulatoria vigente en esa época los consideraba parte del sistema de gasoductos dedicados a la transmisión del gas natural. Desde el año 2002, los

[1] TUSIANI, Michael. SHEARER, Gordon, *LNG a Nontechnical Guide*, PennWell, Estados Unidos, 2007, p. 27.
[2] Ibid.
[3] En el año 1954 Estados Unidos participó en el primer transporte marítimo de gas natural de la historia. Éste se realizó a bordo del barco *Methane Pioneer*, que navegó desde Lake Charles, Luisiana, a la Isla Canvey en el Reino Unido. TUSIANI, SHEARER. *LNG a Nontechnical Guide*, cit. nota n. 1, p. 14.

terminales de GNL se rigen bajo el sistema propietario, no encontrándose sometidos a regulación alguna de acceso a terceros o tarifaria, al considerarse la regasificación de GNL una fuente más de gas natural en competencia con otras fuentes, como es la producción de este combustible.

2. Descripción de la industria de terminales de regasificación en Estados Unidos

a. Introducción

Estados Unidos es el primer productor de gas natural del mundo[4] y el principal consumidor mundial de este combustible[5]. Conforme a la *U.S Energy Information Administration*[6] la demanda total de gas natural de Estados Unidos ascendió a 643.897 millones de metros cúbicos el año 2009, siendo el principal consumidor de este combustible el sector de generación eléctrica, como se muestra en la siguiente tabla:

Consumo por sector	**Volumen (mill.m3)**	**Porcentaje**
Residencial	134.196	22.73%
Comercial	87.627	14.84%
Industrial	172.443	29.21%
Uso vehicular	2	0.33%
Generación Eléctrica	195.044	33.04%
Total	590.214*	100%

* La diferencia de 53.683 millones de metros cúbicos corresponde al gas utilizado en las operaciones de extracción del gas, en las plantas de procesamiento de gas natural, y en general en actividades que no son clasificadas como consumo final del gas.

Históricamente, Estados Unidos ha satisfecho su demanda de gas natural principalmente por medio de su propia producción. Entre los años 2003 y 2008 Estados Unidos importó solamente entre un 13% y un 16% de sus requerimientos de gas natural[7]. La mayor parte del gas natural importado proviene de Canadá a través del sistema de gasoductos.

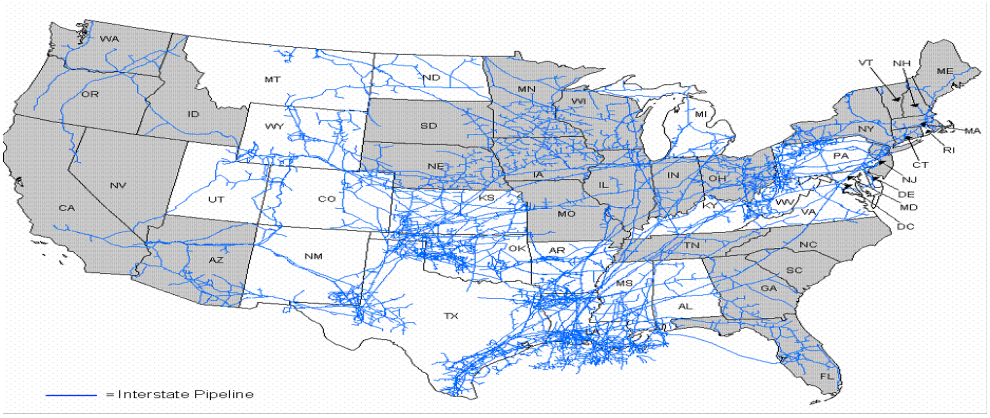
Dado este contexto general, el GNL tiene una muy pequeña participación dentro del mercado del gas. De acuerdo a datos proporcionados por la *U.S Energy Information Administration,* entre los años 2003 y 2008, el GNL representó entre el 1% y el 3% del consumo total de gas del país[8].

---

[4] BP, Statistical Review of World Energy 2010, p. 22. <En World Wide Web: www.bp.com> [visitado el 01/12/2010].
[5] DEWEY & LeBOUF LLP, "Gas Regulation 2009" *The International Comparative Legal Guide Series,* p. 1 <En World Wide Web: http://www.iclg.co.uk/index.php?area=4&kh_publications_id=130> [visitado el 21/11/2010].
[6] U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Natural Gas Consumption by End User. <En World Wide Web: http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_cons_sum_dcu_nus_a.htm> [visitado 21/11/ 2010].
[7] U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, cit. nota n. 6.
[8] U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION cit. nota n. 6.

Estados Unidos recibe actualmente GNL de los siguientes países[9]: (1) Trinidad y Tobago: 6.688 millones de metros cúbicos (52,2%); (2) Egipto: 4.54 millones de metros cúbicos (35,4%); (3) Noruega: 0,83 millones de metros cúbicos (6,4%); (4) Nigeria: 0,37 millones de metros cúbicos (2,9%); y (5) Qatar: 0,35 millones de metros cúbicos (2,8%)[10].

El producto regasificado se incorpora al sistema de transporte del gas a través de un sistema de gasoductos intraestatal e interestatal que permite llevar el gas desde lugares ubicados "aguas arriba" como las centrales de producción o los terminales de importación a aquellos sectores ubicados "aguas abajo" en la cadena del gas. Una de las principales características del sistema interestatal es su alta interconectividad "pudiendo transportar gas natural desde y hacia prácticamente cualquier ubicación en los 48 estados bajos"[11]como se puede apreciar en la siguiente imagen de 2007 que grafica los gasoductos interestatales[12]:



El sistema de transporte está compuesto por más de 210 sistemas de gasoductos, 490.849,92 km de ductos de transmisión intraestatal e interestatal, más de 11 mil puntos de entrega, 5 mil puntos de recepción, 1.400 puntos de interconexión y 49 lugares donde el gas natural puede ser importado y exportado por medio de gasoductos[13].

b. Terminales de GNL

Según información de la FERC actualizada al 8 de Noviembre de 2010, existen 8 terminales de GNL ubicados en tierra (*on-shore*) en Estados Unidos[14], 3 en la costa (*off-*

[9] U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, U.S. National Imports by Country, 2009. <En World Wide Web: http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_impc_s1_a.htm> [visitado el 21/11/2010].
[10] El 100% corresponde a 12,79 millones de metros cúbicos.
[11] DEWEY & LeBOUF LLP, "Gas Regulation 2009" cit. nota n.5, p. 307.
[12] U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Interstate Natural Gas Supply Dependency, 2007. <En World Wide Web: http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/dependstates_map.html> [visitado 15/11/2010].
[13] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISION. About U.S. Natural Gas Pipelines. <En World Wide Web: http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/index.html> [visitado 02/12/2010].
[14] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION, North American LNG Terminals. <En World Wide Web: http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/exist-term.asp> [visitado 15/11/2010].

shore), 3 terminales en construcción y 18 terminales proyectados. A continuación se realiza una breve descripción de cada uno de ellos:

1. *Everett Marine Terminal* es un terminal de GNL que opera a orillas del río Mystic, en la localidad de Everett, Massachusetts. Comenzó sus operaciones en noviembre de 1971. El terminal cuenta con dos estanques de almacenamiento de GNL que le otorgan una capacidad combinada de almacenamiento de aproximadamente 96 mil metros cúbicos y una capacidad de entrega diaria de gas de 20.200 metros cúbicos/día[15]. Este terminal opera bajo al modelo integrado, de acuerdo al cual los operadores del terminal venden el gas a la salida del terminal[16].

2. *Dominion Cove Point LNG* es un terminal de GNL que opera en la bahía de Chesapeake, en la localidad de Lusby, Maryland, al sur de la ciudad de Baltimore. Comenzó sus operaciones en 1978, pero éstas se suspendieron en 1980 debido al alto precio de importación de GNL. En 2003 el terminal volvió a operar. El terminal cuenta con siete estanques de almacenamiento de GNL que le otorgan una capacidad combinada de almacenamiento de aproximadamente 413 mil metros cúbicos y una capacidad de entrega diaria de gas de 51.000 metros cúbicos/día[17].
   El terminal Cove Point opera bajo el modelo de peaje (*tolling*), de acuerdo al cual los operadores del terminal no son dueños del GNL, sino que reciben un pago de parte de los dueños del mismo para procesar y regasificar el GNL[18].

3. *Southern LNG Elba Island Terminal* es un terminal de GNL que opera en la isla Elba, en las cercanías de la ciudad de Savannah, Georgia. Comenzó sus operaciones en 1978, pero éstas se suspendieron en los 80. El terminal reanudó operaciones en el 2001[19]. El terminal cuenta con una capacidad combinada de almacenamiento de aproximadamente 325 mil metros cúbicos y una capacidad de entrega diaria de gas de 50.000 metros cúbicos/día[20].
   El terminal opera bajo el modelo de peaje (*tolling*), por tanto, la capacidad de regasificación del terminal es de propiedad de los dueños del GNL quienes han celebrado contratos con el terminal quien cobra por sus

---

[15] GDF SUEZ ENERGY NORTH AMERICA. 2010. GDF Suez NA. <En World Wide Web: http://www.suezenergyna.com/ourcompanies/lngna-domac.shtml> [visitado 26/11/2010].
[16] THE NATIONAL ASSOCIATION OF REGULATORY UTILITY COMMISSIONERS. Liquefied Natural Gas: An Overview of the Issues for State Public Utility Commissions, 2005, p.18 <En World Wide Web: http://fossil.energy.gov/programs/oilgas/publications/lng/LNG_NARUC_state_utility_comm.pdf> [visitado 26/11/2010].
[17] DOMINION. 2010. Dominion Cove Point LNG. <En World Wide Web: http://www.dom.com/business/gas-transmission/cove-point/index.jsp> [visitado 26/11/2010].
[18] THE NATIONAL ASSOCIATION OF REGULATORY UTILITY COMMISSIONERS. cit. nota n.16 p.18.
[19] CENTER FOR LIQUIFIED NATURAL GAS. <En World Wide Web: http://www.lngfacts.org/About-LNG/History.asp> [visitado 26/11/2010].
[20] EL PASO. 2010. Liquefied Natural Gas. <En World Wide Web: http://www.elpaso.com /pipelines/lng.shtm> [visitado 26/11/2010].

servicios[21].

4. *Lake Charles Terminal* es un terminal de GNL que opera en la localidad de Lake Charles, Luisiana. Comenzó sus operaciones en 1982 pero éstas se suspendieron en 1983 debido al alto costo de importación de GNL. En 1989 el terminal reanudó sus operaciones. El terminal cuenta con cuatro estanques de almacenamiento que representan una capacidad combinada de almacenamiento de aproximadamente 425 mil metros cúbicos y posee una capacidad de entrega diaria de gas de 51.000 metros cúbicos/día[22].
   El terminal opera bajo el modelo de peaje (*tolling*). En consecuencia, el terminal pone a la venta su capacidad de regasificación a terceros quienes contratan sus servicios por los cuales el terminal cobra honorarios[23] [24].

5. *Sabine Pass LNG* es un terminal de GNL que opera a orillas del canal Sabine Pass, en la localidad de Cameron Parish, Luisiana. Comenzó sus operaciones en abril de 2008. El terminal cuenta con cinco estanques de almacenamiento que representan una capacidad combinada de almacenamiento de aproximadamente 475 mil metros cúbicos y posee una capacidad de entrega diaria de gas de 113.200 metros cúbicos/día[25].
   El terminal opera bajo el modelo de peaje (*tolling*), en consecuencia, los dueños de GNL adquieren capacidad de regasificación del terminal, el que obtiene honorarios por sus servicios[26].

6. *Freeport LNG* es un terminal de GNL que opera en la localidad de Quintana Island, Texas. Comenzó sus operaciones en abril de 2008. El terminal cuenta con dos estanques de almacenamiento que representan una capacidad combinada de almacenamiento de aproximadamente 320 mil metros cúbicos y posee una capacidad de entrega diaria de gas de 42.400 metros cúbicos/día[27].
   El terminal opera bajo el modelo de peaje (*tolling*), en virtud del cual arrienda su capacidad de regasificación a dueños de GNL a quienes cobra honorarios por sus servicios[28].

---

[21] THE NATIONAL ASSOCIATION OF REGULATORY UTILITY COMMISSIONERS. cit. nota n.16 p.18.
[22] PANHANDLE ENERGY. 2010. Trunkline LNG Lake Charles Terminal. <En World Wide Web: http://www.panhandleenergy.com/term_lng.asp> [visitado 26/11/2010].
[23] THE NATIONAL ASSOCIATION OF REGULATORY UTILITY COMMISSIONERS. Cita nota n.16 p.19.
[24] PANHANDLE ENERGY. Flexible LNG Services. <En World Wide Web: http://www.panhandleenergy.com/serv_lng.asp> [visitado 26/11/2010].
[25] CHENIERE NORTH AMERICAN LNG'S GATEWAY. 2010. Sabine Pass LNG Terminal. <En World Wide Web: http://www.cheniere.com/LNG_terminals/sabine_pass_lng.shtml> [visitado 26/11/ 2010].
[26] CHENIERE. Cheniere Marketing <En World Wide Web: http://www.cheniere.com/marketing/marketing.shtml> [visitado 19/12/2010].
[27] FREEPORT LNG. 2010. LNG Terminal. <En World Wide Web: http://www.freeportlng.com/LNG_Terminal.asp> [26 /11/2010].
[28] THE NATIONAL ASSOCIATION OF REGULATORY UTILITY COMMISSIONERS. Cita nota n.16 p.19.

7. *Cameron LNG* (antiguamente llamado Hackberry) es un terminal de GNL que opera a orillas del canal Calcasieu en la localidad de Hackberry, Luisiana. Comenzó sus operaciones en julio de 2009. El terminal cuenta con tres estanques de almacenamiento que representan una capacidad combinada de almacenamiento de aproximadamente 480 mil metros cúbicos y posee una capacidad de entrega diaria de gas de 42.400 metros cúbicos/día[29].
   El terminal opera bajo el modelo de peaje (*tolling*), de acuerdo al cual pone a la venta su capacidad de regasificación a dueños de GNL operando bajo un sistema de arrendamiento de sus servicios [30].

8. *Peñuelas LNG* es un terminal de GNL que opera en las orillas de la Bahía de Guayanilla, en la localidad de Peñuelas, Puerto Rico. Comenzó sus operaciones en julio de 2000. El terminal cuenta con un estanque de almacenamiento de una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 160 mil metros cúbicos[31].
   No se ha encontrado información respecto del modelo de gestión de este terminal.

A los terminales ubicados en tierra se agregan 3 ubicados en el mar (*off-shore*)[32] [33]:

1. *Gulf of Mexico* (Excelerate Energy-Gulf Gateway Energy Bridge).
2. *Offshore Boston* (Excelerate Energy-Northeast Gateway).
3. *Offshore Boston MA* (GDF SUEZ- Neptune LNG).

Respecto de los terminales que se espera se incorporen a los ya existentes, es posible distinguir entre terminales en construcción y terminales proyectados. En la actualidad, hay tres terminales en construcción:

1. *Sabine, Texas* (ExxonMobile-Golden Pass).
2. *Elba Island*, Georgia (El Paso-Southern LNG Expansion).

---

[29] SEMPRA LNG. 2010. Cameron LNG. <En World Wide Web: http://www.sempralng.com/Pages/Terminals/Cameron/description.htm> [visitado 26 /11/2010].

[30] SEMPRA LNG. Project Description, <En World Wide Web; http://www.sempralng.com/Pages/Terminals/Cameron/description.htm> [visitado 19/11/2010].

[31] ECOELÉCTRICA. 2007. Liquefied Natural Gas. <En World Wide Web: http://www.ecoelectrica.com/naturalgas/liquifiednaturalgas.html> [visitado 26/11/2010]. STEIMER, Jeffrey, "Commissioning of The Ecoelectrica LNG Import Terminal at Penuelas, Puerto Rico". 2000, p. 3. <En World Wide Web: http://www.google.cl/url?sa=t&source=web&cd=4&ved=0CDgQFjAD&url=http%3A%2F%2Fwww.kgu.or.kr%2Fdownload.php%3Ftb%3Dbbs_017%26fn%3DSteimer.pdf%26rn%3DSteimer.pdf&rct=j&q=lng%20penuelas&ei=6iHwTJ6UN4P_8Aahx7WvDA&usg=AFQjCNGzEe31cCwlfNNUaleWVtev9zRiQQ> [visitado el 26/11/2010].

[32] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION, North American LNG Terminals. <En: World Wide Web: http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/exist-term.asp> [visitado 15/11/2010].

[33] En este estudio, toda indicación o descripción de terminales de GNL así como todo desarrollo en relación a los mismos se referirá exclusivamente a los terminales *on shore* al menos que se indique expresamente lo contrario.

3. *Pascogoula*, Massachusetts (El Paso/Crest/Sonangol-GULF LNG Energy LLC).

En cuanto a los terminales proyectados, es posible distinguir entre aquellos autorizados pero que no se encuentran en construcción y los terminales propuestos pero que aún no han sido autorizados. Los terminales autorizados que no están aún en proceso de construcción son los siguientes:

1. *Corpus Christi*, TX (Occidental Energy Ventures-Ingleside Energy).
2. *Corpus Christi*, TX (Cheniere-Corpus Christi LNG).
3. *Fall River*, MA (Hess LNG/Weaver's Cover Energy).
4. *Port Arthur*, TX (Sempra).
5. *Logan Township*, NJ (Hess LNG-Crow Landing LNG).
6. *Cameron*, LA (Cheniere-Creole Trail LNG).
7. *Freeport*, TX (Cheniere/Freeport LNG Dev-Expansion).
8. *Hackberry*, LA (Sempra-Cameron LNG-Expansion).
9. *Port Lavaca*, TX (Gulf Coast LNG Partners-Calhoun LNG).
10. *Bradwood*, OR (Jordan Cove Energy Project).
11. *Baltimore*, MD (AES Corporation-AES Sparrows Point).
12. *Coos Bay*, OR (Jordan Cove Energy Project).
13. *LI Sound*, NY (Broadwater Energy-TransCanada/Shell).

Los terminales proyectados que aún no están autorizados son los siguientes:

1. *Robbinston*, ME (Kestrel Energy-Downeast LNG).
2. *Astoria*, OR (Oregon LNG).
3. *Calais*, ME (BP Consulting LLC).
4. *Golfo de México* (TORP Technology-Bienville LNG).
5. *Costa de Florida* (GDF Suez-Calypso LNG).

c. Propiedad de los terminales de regasificación y relaciones de propiedad dentro de la cadena del gas natural

Los terminales actualmente en operación tienen la siguiente estructura de propiedad:

1. *Everett Marine Terminal.* El terminal de Everett es de propiedad y está bajo la operación de Distrigas of Massachusetts (DOMAC), compañía que es 100% propiedad de GDF Suez a través de su unidad de negocios GDF Suez Gas North America[34] [35].
   GDF Suez participa activamente en toda la cadena del gas natural, tanto en las actividades "aguas arriba" (exploración y producción) como en aquellas que se ubican "aguas abajo" (transporte, distribución). La empresa posee

[34] GDF SUEZ. 2010. LNG Operations. <En World Wide Web: http://www.suezenergyna.com/ourcompanies/lngna.shtml> [visitado 27/11/2010].
[35] GDF SUEZ REFERENCE DOCUMENT 2009, p. 60. <En World Wide Web: www.gdfsuez.com/document/?f=files/en/ddr-2009-en.pdf> [visitado el 27/11/2010].

también intereses en generadoras termoeléctricas de electricidad que constituyen importantes consumidores de gas natural.

Para el caso específico del mercado estadounidense, GDF Suez tiene intereses en el negocio de suministro de GNL a Estados Unidos, a través de su unidad de negocios GDF Suez Gas North America, la cual posee actualmente 15 buques cargueros de GNL que convierten a la empresa en la principal proveedora de GNL en Estados Unidos y la cuenca atlántica.

Además, a través de GDF Suez Gas North America, la compañía tiene participación en varios terminales de licuefacción de gas natural, entre los que destaca un 10% de la propiedad del Atlantic Terminal Nº1, terminal de licuefacción ubicado en Trinidad y Tobago, que constituye la principal fuente del GNL que importa la empresa a Estados Unidos[36].

A su vez, GDF Suez tiene participación en el negocio de la distribución de gas natural mediante su unidad de negocios GDF SUEZ Energy Marketing North America, la cual es responsable de proveer gas natural a las plantas generadoras de electricidad que posee la compañía en el país[37].

Se agrega su participación en el negocio de la generación eléctrica mediante su unidad de negocios GDF SUEZ Energy Generation North America, Inc., la cual es propietaria, total o parcialmente, de 5 plantas generadoras de electricidad mediante gas natural de más de 400 MW cada una, y que en conjunto representan una capacidad total de generación de más de 4700 MW[38].

2. *Dominion Cove Point LNG.* El terminal de Cove Point es propiedad y está bajo operación de Dominion Cove Point LNG, L.P., compañía que es 100% propiedad de Dominion a través de su unidad de negocios Dominion Energy[39].

Dominion tiene participación en el negocio de transporte de gas natural mediante su subsidiaria Dominion Transmission, Inc., empresa que posee tanques de almacenamiento de gas natural y más de 12.500 kilómetros de gasoductos en seis estados de Estados Unidos. Dominion Transmission Inc. además es la dueña del gasoducto que conecta el terminal de Cove Point con la red gasífera del noreste de Estados Unidos[40]. Además es dueña de Dominion South Pipeline, L.P., empresa que ofrece transporte de gas natural a través de sus instalaciones en el sur de Estados Unidos a todos los clientes que sean elegibles bajo un esquema de acceso abierto.

Dominion tiene además participación en el negocio de distribución de gas

---

[36] Ibid. p. 59.

[37] GDF SUEZ. 2010. Wholesale Gas and Power. <En World Wide Web: http://www.suezenergyna.com/ourcompanies/marketing.shtml> [visitado 28/11/2010].

[38] GDF SUEZ Reference Document 2009, cit nota n. 35, p.88.

[39] DOMINION. 2010. Dominion Cove Point LNG. <En World Wide Web: http://www.dom.com/business/gas-transmission/cove-point/index.jsp> [visitado 27/11/2010]. DOMINION, Summary Annual Report 2009, p. 8. <En World Wide Web: www.dom.com/investors/sec-filings/annual-report.jsp> [visitado el 27/11/2010].

[40] DOMINION. 2010. Dominion Transmission, Inc. <En World Wide Web: http://www.dom.com/business/gas-transmission/index.jsp> [visitado 28/11/2010].

natural mediante su unidad de negocios Dominion Energy y sus subsidiarias Dominion East Ohio y Dominion Hope, compañías que operan en Ohio y West Virginia respectivamente[41].

Por último, Dominion tiene participación en el negocio de la generación eléctrica mediante su unidad de negocios Dominion Generation, la cual opera plantas generadoras que representan una capacidad instalada de más de 27.500 MW, de los cuales más del 20% proviene de energía eléctrica generada usando gas natural[42] [43].

3. *Southern LNG Elba Island Terminal.* El terminal de Elba Island es propiedad de Southern LNG, compañía que es 100% propiedad de El Paso Corporation[44]. El terminal es operado por Southern Natural Gas, compañía que es 100% propiedad de El Paso Corporation a través de su subsidiaria El Paso Pipeline Partners[45].

   El Paso Corporation tiene presencia en la industria de la exploración y producción de gas natural a través de su subsidiaria El Paso Exploration & Production Company, compañía que tiene operaciones principalmente en Estados Unidos, pero que también cuenta con negocios gasíferos en Brasil y Egipto[46].

   El Paso Pipeline Partners posee intereses en el negocio de transmisión de gas natural en Estados Unidos mediante su participación total o parcial en varios gasoductos y plantas de almacenamiento de gas natural[47].

   El Paso Corporation tiene además participación en el negocio de distribución de gas natural mediante su subsidiaria El Paso Pipeline Group, la cual posee una red de gasoductos de más de 67.500 kilómetros en Estados Unidos, red que constituye la franquicia interestatal de gasoductos más grande de Estados Unidos[48].

4. *Lake Charles Terminal.* El terminal de Lake Charles es propiedad y está bajo la operación de Trunkline LNG Company, LLC, compañía que es 100% propiedad de Panhandle Energy la cual a su vez es 100% propiedad de

---

[41] DOMINION. 2010. Dominion Companies. <En World Wide Web: http://www.dom.com/about/companies/index.jsp> [visitado 28/11/2010].

[42] DOMINION. 2010. Electric Generating Stations. <En World Wide Web: http://www.dom.com/about/stations/index.jsp> [visitado 28/11/2010].

[43] DOMINION, Summary Annual Report 2009, p.10. <En World Wide Web www.dom.com/investors/sec-filings/annual-report.jsp> [visitado 27/11/2010].

[44] EL PASO. 2010. Liquified Natural Gas. <En World Wide Web: http://www.elpaso.com/pipelines/lng.shtm> [visitado 27/11/2010].

[45] EL PASO PIPELINE PARTNERS. 2010. Key Data. <En World Wide Web: http://www.eppipelinepartners.com/Assets/keydata.shtm> [visitado 27/11/2010].

[46] EL PASO. 2010. Exploration & Production. <En World Wide Web: http://www.elpaso.com/ep/default.shtm> [visitado 27/11/2010].

[47] EL PASO PIPELINE PARTNERS. 2010. Key data. <En World Wide Web: http://www.eppipelinepartners.com/Assets/highlights.shtm> [visitado 27/11/2010].

[48] EL PASO. 2010. Pipelines. <En World Wide Web: http://www.elpaso.com/pipelines/> [visitado 28/11/2010].

Southern Union Company [49].
Southern Union tiene intereses en el negocio de transporte de gas natural, en el cual es dueña y operadora de más de 22.500 kilómetros de gasoductos mediante varias subsidiarias, entre las que se cuentan Panhandle Energy y Southern Union Gas Services.
Southern Union además tiene intereses en el negocio de distribución de gas natural a través de sus subsidiarias Missouri Gas Energy y New England Gas Company, las que conjuntamente proveen de gas natural a mas de 550.000 clientes industriales, comerciales y residenciales en Missouri y Massachusetts respectivamente[50].

5. *Sabine Pass LNG.* El terminal de Sabine Pass es propiedad y está bajo operación de Sabine Pass LNG, L.P., compañía que es 100% propiedad de Chennier Energy, Inc., a través de su subsidiaria Cheniere Energy Partners, L.P.[51].
Cheniere Energy participa en el negocio de suministro de GNL en Estados Unidos por intermedio de su subsidiaria Cheniere Marketing, LLC, la cual compra GNL de proveedores internacionales y organiza el transporte de éste hasta el terminal de regasificación de Sabine Pass. La compañía actualmente construye dos nuevos terminales de regasificación de GNL en Estados Unidos[52].
Cheniere Energy además tiene participación en el negocio de transporte de gas natural mediante el 100% de la propiedad de Cheniere Pipeline Company, compañía dueña y operadora de los gasoductos que unen los terminales de regasificación de Cheniere con los principales gasoductos interestatales de los respectivos estados en que Cheniere opera[53].

6. *Freeport LNG.* El terminal de Freeport es propiedad y está bajo la operación de Freeport LNG Development, L.P., compañía que es propiedad de Freeport LNG Investments, LLP (100% propiedad del inversionista privado Michael Smith), ZHA FLNG Purchaser LLC (una sociedad entre la compañía constructora Zachry Corporation y Hastings Fund Management), Texas LNG Holdings LLC (subsidiaria 100% propiedad de The Dow Chemical Company) y Turbo LNG LLC (subsidiaria 100% propiedad de Osaka Gas)[54].

---

[49] PANHANDLE ENERGY. 2010. Flexible LNG Services. <En World Wide Web: http://www.panhandleenergy.com/serv_lng.asp> [visitado 27/11/2010].
[50] SOUTHERN UNION COMPANY. 2010. Operations. <En World Wide Web: http://www.southernunionco.com/sug.asp?frame=operations> [visitado 28/11/2010].
[51] CHENIERE ENERGY PARTNERS L.P., 2009 Annual Report, p. ii. <En World Wide Web: http://phx.corporateir.net/External.File?item=UGFyZW50SUQ9Mzc5MjYwfENoaWxkSUQ9Mzc4NjY5fFR5cGU9MQ==&t=1> [visitado 27/11/2010].
[52] CHENIERE. 2010. About Chennier. <En World Wide Web: http://www.cheniere.com/corporate/about_cheniere.shtml> [visitado 28/11/2010].
[53] CHENIERE. 2010. Chennier Pipelines. <En World Wide Web: http://www.cheniere.com/pipelines/pipeline.shtml> [visitado 28/11/2010].
[54] FREEPORT LNG. 2010. LNG Terminal. <En World Wide Web: http://www.freeportlng.com/LNG_Terminal.asp> [visitado 28/11/2010]. FREEPORT LNG. 2010. Ownership. <En World Wide Web: http://www.freeportlng.com/ownership.asp> [visitado 28/11/2010].

Osaka Gas es uno de los principales actores en la industria gasífera japonesa, con presencia en toda la cadena del gas natural, lo cual incluye la propiedad de 6 barcos especializados en el transporte de GNL, la propiedad total y parcial de varios terminales de GNL en Japón y en el mundo y una red de transporte y distribución de gas natural desde los terminales de regasificación hasta los consumidores industriales y residenciales[55].

7. *Cameron LNG.* El terminal de Cameron es 100% propiedad y está bajo la operación de Sempra LNG, compañía que es 100% propiedad de Sempra Energy[56].

Sempra Energy posee participación en el negocio de transporte de gas natural a través de su subsidiaria Sempra Pipelines & Storage, compañía que es propietaria y/o operadora de más de 2.250 kilómetros de gasoductos en Estados Unidos y el norte de México, además de numerosos centros de almacenamiento de gas natural[57].

Además, Sempra Energy posee participación en el negocio de distribución de gas natural mediante sus subsidiarias Southern California Gas Company (SoCalGas) y San Diego Gas & Electric. SoCalGas es la empresa de distribución de gas natural más grande de Estados Unidos, atendiendo una base de 20,5 millones de clientes mediante 5,7 millones de medidores de gas natural. Por su parte, San Diego Gas & Electric atiende una base de 3,4 millones de consumidores mediante 840 mil medidores de gas natural[58].

Por último, Sempra Energy tiene participación en el negocio de generación de electricidad usando gas natural mediante su subsidiaria Sempra Generation, la cual es propietaria y operadora de cuatro plantas generadoras de electricidad que en conjunto producen más de 2.600 MW[59].

8. *Peñuelas LNG.* El terminal de Peñuelas es propiedad y está bajo la operación de Ecoeléctrica, compañía que es 50% propiedad de la española Gas Natural y 50% propiedad compartida entre la japonesa Mitsui y la inglesa International Power[60].

Ecoeléctrica participa del negocio de generación eléctrica mediante la propiedad y operación de una planta generadora de electricidad a ciclo combinado (gas natural y gas licuado de petróleo) con 540 MW de

---

[55] OSAKA GAS, Corporate Profile, 2010. <En World Wide Web: http://www.osakagas.co.jp/htmle/corporate.pdf> [visitado el 28/11/2010].

[56] SEMPRA LNG. 2010. Cameron LNG. <En World Wide Web: http://www.sempralng.com/Pages/Terminals/Cameron/default.htm> [27/11/2010]. SEMPRA ENERGY. 2010. Our Companies. <En World Wide Web: http://www.sempra.com/companies/companies.htm> [visitado 27/11/2010].

[57] SEMPRA PIPELINES & STORAGE. 2010. Pipelines. <En World Wide Web: http://www.semprapipelinesandstorage.com/pipelines.html> [visitado 28/11/2010].

[58] SEMPRA LNG. 2010. About Sempra Energy. <En World Wide Web: http://www.sempralng.com/Pages/AboutUs/AboutUs.htm> [visitado 27/11/2010].

[59] SEMPRA ENERGY. 2010. Sempra Generation. <En World Wide Web: http://www.sempra.com/companies/generation.htm> visitado [visitado 27/11/2010].

[60] ECOELÉCTRICA. 2007. Our Investors. <En World Wide Web: http://www.ecoelectrica.com/about/ourinvestors.html> [visitado 27/11/2010].

capacidad, la cual está ubicada adyacente al terminal de GNL[61].

Como se desprende de los datos entregados, es posible apreciar que la mayor parte de las empresas propietarias de terminales de GNL tienen intereses aguas arriba y/o aguas abajo en el mercado del gas natural. La relación que más se repite es la relativa a un nexo de propiedad entre los propietarios del terminal y las empresas con intereses en el segmento de transmisión del gas natural y el desarrollo de actividades de distribución del gas natural.

3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL[62]

La regulación del GNL se encuentra incorporada en cuerpos normativos generales del sector energético en EEUU.

En la regulación del GNL destacan la *Department of Energy Organization Act*[63], dictada en el año 1977, que crea la *Federal Regulatory Energy Commission* (FERC); y la *Natural Gas Act* (NGA), dictada originalmente en 1938, que es la ley más relevante en materia de GNL. Esta última ley, en su texto modificado por la *Energy Policy Act 2005,* produjo una desregulación económica de la industria de terminales de regasificación del GNL al permitir a los dueños de un terminal fijar precios de mercado, prohibiendo asimismo a la FERC establecer la obligación de otorgar acceso a terceros.

a. Regulación principal[64]

1. *Department of Energy Organization Act*: Dictada en el año 1977 esta ley unificó todas las competencias federales en materia energética en una única agencia el *Department of Energy.*

---

[61] ECOELÉCTRICA. 2007. Who we are. <En World Wide Web: http://www.ecoelectrica.com/about/whoweare.html> [visitado 28/11/2010].

[62] La regulación que se menciona en este parte del informe corresponde a los terminales ubicados *on shore*, aquellos ubicados *off shore* tienen un marco regulatorio y agencias competentes distintas. La Guardia Costera de los Estados Unidos y la Administración Marítima (como parte del Departamento de Transporte) son las agencias con competencia en la solicitud efectuada para la instalación de un terminal *off shore*. La Guardia Costera es la encargada de velar por la preparación y revisión del informe de impacto ambiental que se exige al solicitante. Por su parte, la Administración Marítima es la autoridad encargada de aprobar o denegar la construcción y operación del terminal de GNL. La competencia y atribuciones de ambas agencias en la materia encuentran su sustento legal en la Ley de Puertos en Aguas Profundas de 1974 y la Ley de Política Nacional del Medio Ambiente. Por último, es preciso señalar que la actual política regulatoria económica aplicable a los terminales de GNL *off shore*, se construye por medio de las reformas introducidas a la Ley de Puertos en Aguas Profundas (*Deepwater Port Act*) por medio de la Ley de Transporte y Seguridad Marítima de 2002 en donde, de manera expresa, se consagra la prohibición del Departamento de Transporte de exigir acceso a terceros (KNOWLES, Gearold. "Liquefied Natural Gas Regulation in a competitive natural gas market. *Energy Law Review*. Vol 24, 2003. PILLSBURY WINTHROP SHAW PITTMAN LLP "Gas Regulation 2010" *Getting the Deal Through*).

[63] FEDERAL ENERGY REGULTORY COMMISSION. *Annual Report 2008.* p. 67.

[64] A los terminales *off shore* se les aplica otra regulación. Como señalamos previamente, a estos terminales se les aplica el *Deepwater Port Act.* Esta ley fue modificada el año 2002. Dicha modificación extendió la legislación aplicada hasta esa fecha a los puertos de petróleo a los terminales de GNL. Dado que los puertos de petróleo estaban exentos de la obligación de otorgar acceso de terceros, ésta exención se extendió automáticamente a los terminales de GNL *off shore.* TUSIANI, SHEARER. LNG a Nontechnical Guide, cit. nota n. 1, p. 384.

En esta misma ley creó la FERC, estableciéndola como una agencia independiente del *Department of Energy* [65].

2. *Natural Gas Act:* Para entender la regulación de la industria de regasificación de GNL es necesario describir la evolución histórica que la NGA ha tenido. Esta evolución puede dividirse en 3 etapas. Los hitos divisorios son la autorización del terminal de GNL Hackberry, Luisiana, en el año 2002 y la dictación del *Energy Policy Act* el año 2005 [66] [67].

(1) Primera etapa 1938-2002

Con anterioridad al año 1938 el mercado de gas natural estuvo regulado a nivel estatal. Sin embargo, a medida que el mercado fue creciendo y el comercio de gas natural pasó de ser intraestatal a interestatal se requirió la dictación de una norma federal[68]. Para llenar este vacío legal, el año 1938 se dictó la NGA, que otorgó competencia a la *Federal Power Commission* — antecesora pre-1977 de la actual *Federal Regulatory Energy Commission* (FERC)— para regular a la industria interestatal de gas natural.
A continuación nos referiremos a las principales secciones de esta ley, las cuales se han mantenido hasta la actualidad. La Sección 1(b) le entrega competencia a la FERC en materia de transporte de gas natural y su venta en el comercio interestatal. Asimismo le otorga competencia sobre las empresas involucradas en dichos actos. La Sección 3 le entrega la facultad de regular la importación y exportación de gas natural. En lo pertinente, la Sección 3 señala que:

> [N]inguna persona exportará o importará gas natural de ningún país sin haber recibido con anterioridad una orden de la Comisión autorizándola al efecto. La Comisión emitirá dicha orden luego de realizada la solicitud, al menos que, tras una audiencia, determine que la exportación o importación propuesta no es consistente con el interés público. La Comisión otorgará la autorización, en todo o en parte, con las modificaciones y sujeta a los términos y autorizaciones que estime necesarias o pertinentes[69].

---

[65] THE ENCYCLOPEDIA OF EARTH. Department of Energy Organization Act of 1977, United States. <En World Wide Web: http://www.eoearth.org/article/Department_of_Energy_Organization_Act_of_1977,_United_States> [visitado 06/01/2011].
[66] Realizado sobre la base de LUTE, Josh. "LNG Terminals: Future or Folly?" *Willamette Law Review Vol.43*, 2007 y MINESINGER, Keneth, GREEN, Richard. Lack of Open Access for LNG Export Terminals, 01/05/2008. <En World Wide Web: http://gasline.alaska.gov/Findings/Appendix%20R3%20-20Lack%20of%20Open%20Access%20for%20LNG%20Export%20Terminals.pdf> [visitado el 15/11/2010].
[67] MINESINGER y GREEN. *Lack of Open Access for LNG Export Terminals*, cit. nota n. 66, p. 384.
[68] Missoruri ex. Rel. Barrett v. Kansas Natural Gas Co. En este fallo la Corte Suprema estableció que de acuerdo a la Constitución, los Estados sólo pueden regular el mercado de gas intraestatal. en LUTE, Josh. "LNG Terminals" cit. nota n 66, p. 634.
[69] Traducción del autor: "[N]o person shall export or import any natural gas from a foreign country without first having secured an order of the Commission authorizing it to do so. The Commission shall issue such order upon application, unless, after the opportunity for hearing, it finds that the proposed exportation or importation will not be consistent with the public interest. The Commission may by its order grant such

La Sección 4 entrega a la FERC la facultad de fijar precios "justos y razonables" [70], y la Sección 7 le otorga la potestad de entregar certificados de conveniencia y necesidad pública para la construcción o extensión de las instalaciones que están bajo su competencia (que incluye la posibilidad de expropiar terrenos necesarios para la infraestructura). En la parte relevante para estos efectos, dicha sección establece que:

> Ninguna empresa de gas natural… transportará o venderá gas natural bajo la competencia de la Comisión,… al menos que se encuentre vigente respecto a dicha empresa un certificado de conveniencia y necesidad pública emitido por la Comisión autorizando dichos actos u operaciones[71].

En un principio, la FERC sólo reguló a las empresas de gasoductos, dado que dichas empresas se encontraban en una situación de monopolio o monopsonio. El mercado de suministro de gas estaba compuesto por múltiples actores por lo que existía competencia, haciendo innecesaria la regulación.

En el año 1954, sin embargo, la Corte Suprema estableció que el NGA no sólo le otorgaba a la *Federal Power Commission* (antecesora de la FERC) competencia para regular el mercado del gas natural, sino que también le imponía la responsabilidad de hacerlo, tanto respecto a las empresas de gasoductos como respecto a los productores[72]. Esto aumentó en la práctica la competencia de la *Federal Power Commission* la cual reguló los precios a nivel de producción.

Ahora bien, el mercado de regasificación de GNL en los Estados Unidos recién comenzó en los años setenta con la construcción del primer terminal de regasificación en 1971. En 1972, la FERC determinó que el GNL es "gas natural" en los términos definidos en la sección 2(5) del NGA, por lo que concluyó que tenía competencia sobre el GNL en los mismos términos en que tenía competencia sobre la venta y movimiento del gas natural[73].

Sin perjuicio de lo anterior, al principio hubo incertidumbre respecto a la regulación que debía aplicarse a dichos terminales, en cuanto éstos eran nuevos componentes en un mercado maduro de producción, importación,

---

application, in whole or in part, with such modification and upon such terms and conditions as the Commission may find necessary or appropriate, and may from time to time, after opportunity for hearing, and for good cause shown, make such supplemental order in the premises as it may find necessary or appropriate". Citado en LUTE, Josh "LNG Terminals" cit. nota n. 66 p. 139.

[70] NGA Section 4: "All rates and charges made, demanded, or received by any natural-gas company for or in connection with the transportation or sale of natural gas subject to the jurisdiction of the Commission, and all rules and regulations affecting or pertaining to such rates or charges, shall be just and reasonable, and any such rate or charge that is not just and reasonable is declared to be unlawful."

[71] Traducción del autor: No natural-gas company… shall engage in the transportation or sale of natural gas, subject to the jurisdiction of the Commission,… unless there is in force with respect to such natural-gas company a certificate of public convenience and necessity issued by the Commission authorizing such acts and operations…. Citado en LUTE, Josh "LNG Terminals" cit. nota n. 66, p.140.

[72] Phillips Petroleum v. Wisconsin. Citado en LUTE, Josh "LNG Terminals" cit. nota n. 66, p.636.

[73] BERRY, Monica. *"Liquefied Natural Gas Imports Terminals: Jurisdiction in the context Commerce Clause Jurisprudence" Energy Law Journal* Vol. 26, p.138.

transporte y distribución de gas natural. La incertidumbre provenía de la naturaleza híbrida de los terminales de GNL, en cuanto éstos suponen importación y transporte. En resumen, la duda era si éstos debían ser aprobados bajo la Sección 3 —relativa a la importación de gas natural— o bajo la Sección 7 del NGA —relativa al transporte de gas natural—. La autorización de un terminal de GNL bajo la Sección 7 imponía a los particulares mayores exigencias en la presentación de sus proyectos que la autorización otorgada bajo la Sección 3. Según lo dispuesto por la Sección 7, para obtener el certificado de conveniencia y necesidad pública los solicitantes debían entregar evidencia de que "la operación propuesta… es o será necesaria para la actual o futura conveniencia o necesidad pública"[74]. En un inicio, la FERC exigió que los terminales obtuvieran autorización bajo ambas secciones[75].

En cuanto a la regulación económica, en términos generales la FERC optó por regular a los terminales de regasificación de la misma manera que regulaba a los gasoductos. En consecuencia, la FERC regulaba los contratos de largo plazo, las tarifas y exigía el acceso abierto a terceros.

(2) Segunda etapa 2002-2005

El año 2002 la FERC autorizó la construcción de un terminal de GNL en Hackberry, Luisiana bajo la Sección 3 (Decisión Hackberry)[76].

Como señalamos previamente, hasta ese fecha la FERC había autorizado las solicitudes de construcción y operación de GNL bajo las secciones 3 y 7 del NGA y les había exigido los mismos requisitos que a los gasoductos, esto es, la autorización de las tarifas y la obligación de otorgar acceso a terceros[77].

En la Decisión Hackberry, sin embargo, la FERC realizó la revisión de la solicitud exclusivamente bajo la Sección 3, no fijó tarifas ni exigió acceso a terceros y anunció que en adelante restringiría la revisión de las solicitudes de construcción y operación de terminales de regasificación exclusivamente a aspectos de seguridad y ambientales[78].

---

[74] Traducción del autor: "that the proposed operation […] is or will be required by the present or future public convenience and necessity". BLACK, Michael, BRYAN, Peter, SCOBIE, Jeffrey. "Liquefied *Natural Gas Development: Overview and the Growth of Future Gas Supply for the North American Market" Alberta Law Review Vol.43,* 2005, p.70.

[75] LUTE, Josh. "LNG Terminals" cit. nota n. 66, p. 639.

[76] Hackberry terminal LNG Terminal, LLC, 101 FERC 61, 294 (2002).

[77] La decisión de revisar la solicitud de Hackberry bajo la sección 3 y no bajo la sección 3 y 7 tiene un antecedente previo en la expansión del terminal Southern LNG, el cual había solicitado autorización a la FERC bajo la Sección 3 y 7. La FERC desestimó revisar la solicitud bajo la Sección 7 afirmando que no había necesidad de considerarla ya que la "evaluación de una petición bajo el estándar de interés público de la sección 3 es sustancialmente equivalente al requerido para una autorización bajo la sección 7". Esto también trajo aparejado el dejar de considerar a los terminales de GNL como parte del sistema de transporte y comenzar a considerarlos como "cualquier otra fuente de suministro de gas natural". Sin embargo, aún faltaba que la FERC ratificara esta decisión en una solicitud de autorización para la instalación, y no para una mera expansión, y esto no ocurrirá sino hasta Hackberry. KNOWLES, "Liquefied Natural Gas Regulation*"* cit. nota n. 62 pp. 309 y 311.

[78] MINESINGER, Keneth, GREEN, Richard. "*Lack of Open Access"* cit. nota n.66, p.1.

Previo a la Decisión Hackberry diversos actores del mercado habían criticado la política regulatoria de la FERC en cuanto ésta estaría desincentivando la inversión en nuevos terminales. En la audiencia realizada en forma previa a la Decisión en octubre de 2002, los representantes de prácticamente toda la industria solicitaron a la FERC disminuir la regulación de los terminales, particularmente en lo referido a la exigencia de acceso a terceros[79].

En la Decisión Hackberry, la FERC acogió la mayoría de los comentarios realizados por los participantes del mercado e indicó que los inversionistas en un terminal requieren tener asegurado el acceso al mismo. Asimismo señaló que los terminales de GNL son una opción más de suministro de gas para los Estados Unidos y que por lo tanto, al igual que las otras opciones de suministro existentes, no deben estar sujetos a regulación de precios o de acceso. La FERC señaló que:

> [L]a aproximación a este tema desde el punto de vista del mercado podría generar incentivos para desarrollar la infraestructura energética adicional para incrementar el muy necesitado suministro en los Estados Unidos, asegurando al mismo tiempo precios competitivos del *commodity* y un acceso abierto al sistema interestatatal de gasoductos[80].

En consecuencia, la FERC autorizó a los propietarios de Hackberry a fijar sus propias tarifas y condiciones de servicio y no les exigió el acceso a terceros. Esta decisión constituyó un cambio radical en la política regulatoria de la FERC dirigida expresamente a fomentar la inversión en terminales de regasificación al enviar una señal a los nuevos inversionistas de GNL. En la práctica, este cambio de política permitió la coexistencia de dos esquemas regulatorios en Estados Unidos. Aquellos terminales que fueron aprobados pre-Decisión Hackberry siguieron sujetos a las obligaciones de fijación de tarifas y acceso a terceros. Los terminales post-Decisión Hackberry, en cambio, se vieron exentos de estas obligaciones.

Es necesario destacar que este cambio de política no fue reflejo de un cambio normativo, sino del cambio de interpretación en un caso concreto, por lo que no existía certeza de que dicha política fuera mantenida por la FERC en casos futuros.

(3) Tercera etapa 2005-a la fecha

El año 2005, el Congreso de los Estados Unidos dictó la *Energy Policy Act* (EPA). Esta ley fijó las directrices para el mercado energético frente a los nuevos desafíos del sector. En lo relativo al mercado del gas natural, la EPA codificó la política desrregulatoria de la FERC plasmada en la Decisión

[79] MINESINGER, Keneth, GREEN, Richard. *"Lack of Open Access"* cit. nota n. 66, p.3.

[80] Traducción del autor. "[this] approach may provide incentive to develop additional [market-based] energy infrastructure to increase much-needed supply into the United States, while at the same time ensuring competitive commodity prices and an open-access interstate pipeline grid". LUTE, Josh. "LNG Terminals" cit. nota n. 66, p. 640.

Hackberry, definió las competencias de la FERC y centralizó y simplificó el proceso de autorización de un terminal de GNL.

La EPA modificó la NGA con los siguientes fines:

1. *Resolver la contienda de competencia existente entre la FERC (federal) y los estados respecto a quién es competente para autorizar la localización, construcción y operación de terminales de GNL*[81]. Para ello señaló que "la FERC tendrá la autoridad exclusiva para aprobar o denegar cualquier solicitud para la localización, construcción, expansión u operación de un terminal de GNL"[82]. La EPA, sin embargo, ratifica la competencia de los estados hasta esa fecha en relación con las autorizaciones establecidas en diversas leyes relativas a aspectos ambientales, tales como el *Coastal Zone Management Act*, el *Clean Air Act* y la *Federal Water Pollution Control Act.*

2. *Codificar las políticas regulatorias de la FERC plasmadas en la Decisión Hackberry*. La EPA establece que los solicitantes no están obligados a otorgar acceso a terceros y prohíbe a la FERC condicionar la autorización de un terminal a la determinación o ratificación de tarifas, cargos u otros términos de servicio[83].
   Debe destacarse que de acuerdo al EPA, estas normas regirán hasta el 1 de enero de 2015. Este límite temporal ha sido interpretado como una demostración de que la política desrregulatoria del Gobierno tiene por objeto "fomentar la construcción de suficientes terminales de GNL con el objeto de enfrentar el proyectado déficit de gas natural en el futuro cercano[84].
   La sección 311 del EPA que modificó el NGA, en lo pertinente establece que:

   > Antes del 1 de Enero de 2015 la Comisión no debe:
   >
   > (i) Denegar una solicitud basada únicamente en el hecho que el solicitante se propone usar el terminal de GNL de manera exclusiva o parcialmente para el gas que el mismo solicitante o una afiliada de éste proveerá a la instalación o

[81] Un precedente de esta contienda se puede ver en el caso Sound Energy Solutions, 106 F.E.R.C 61, 279 (2004). Citado en DWECK, Jacob, WOCHNER, David, BROOKS, Michael. *Liquefied Natural Gas (LNG) Litigation after the energy policy act 2005: State Powers in LNG Siting Energy Law Review Vol 27,* p. 480.

[82] Traducción del autor. Sección 311 EPA: *"*The commission shall have the exclusive authority to approve or deny an application for the siting, construction, expansion, or operation of an LNG terminal".

[83] Al igual que la Decisión Hackberry, la EPA se refiere sólo a los nuevos terminales de regasificación. En consecuencia, en Estados Unidos siguen coexistiendo terminales regulados (autorizados pre-Decisión Hackberry) con terminales desregulados (autorizados post-Decisión Hackberry).

[84] Traducción del autor. "As if to demonstrate that the purpose of these policy choices is to encourage the building of enough LNG terminals to meet the projected shortfalls in natural gas in the near future, the Act gives these policies full effect until January 1, 2030 (sic)". LUTE, Josh. "LNG Terminals" cit. nota n. 66, p. 643.

(ii) Condicionar una orden:

I. A un requerimiento de que el terminal de GNL ofrezca servicio a otros clientes distintos del solicitante, o de un afiliado del solicitante;

II. A cualquier regulación de las tarifas, cargos, términos o condiciones de servicio del terminal de GNL; o

III. A un requerimiento de que el solicitante presente ante la Comisión un programa o contratos relativos a tarifas, cargos, términos o condiciones de servicio del terminal de GNL[85].

3. *Centralizar y simplificar el proceso de autorización de un terminal de GNL*. En el espíritu de fomentar la inversión en terminales de GNL, la EPA establece una serie de medidas dirigidas a centralizar y simplificar el proceso de autorización de los terminales. La EPA establece que la FERC será la agencia "líder" para efectos de coordinar todas las autorizaciones federales necesarias establecidas en el *National Environmental Policy Act* (NEPA). En el ejercicio de esta labor, la FERC podrá establecer fechas límite para el cumplimiento de las obligaciones de las agencias federales. En el caso que alguna agencia no cumpla con los plazos o se niegue a cooperar, el solicitante podrá acudir a los tribunales y exigir que sea compelida a actuar.

   La EPA establece asimismo un proceso previo a la solicitud de autorización (*pre-filing*), en el cual el solicitante debe recopilar toda la información del proyecto establecida en NEPA y notificar a los potenciales interesados en el proyecto[86]. Este sistema está dirigido a simplificar y acelerar el proceso de autorización en cuanto asegura que todos los antecedentes se encuentren disponibles y que todas las partes interesadas hayan sido informadas antes de que la solicitud de autorización sea presentada. Este proceso será explicado en detalle en el apartado siguiente.

   Finalmente, la EPA establece que todas las decisiones de las agencias federales podrán ser revisadas por las Cortes de Apelaciones, a través de un procedimiento sumario.

b. Regulación de detalle

A continuación se detallarán otras leyes federales aplicables a los terminales de GNL. Es necesario destacar que estas leyes, aún cuando son federales, exigen la aprobación o

[85] Traducción del autor. "Before January 1, 2015, the Commission shall not (i) Deny an application solely on the basis that the applicant proposes to use the LNG terminal exclusively or partially for gas that the applicant or an affiliate of the applicant will supply to the facility; or (ii) condition an order on (I) a requirement that the LNG terminal offer service to costumers other than the applicant or an affiliate, securing the order; (II) any regulation of the rates, charges, terms, or conditions of service of the LNG terminal; or (III) a requirement to file with the Commission schedules or contracts related to the rates, charges, terms, or conditions of service of the LNG terminal" .

[86] El EPA asimismo establece que la FERC deberá dictar las normas necesarias para la implementación de este procedimiento previo. Dicha norma es la Orden 687 del 2006.

pronunciamiento por parte de los entes de los estados respectivos[87].

1. *Coastal Zone Management Act*. De acuerdo a esta ley, el solicitante deberá certificar que la actividad en cuestión cumple con las políticas de manejo de zona costera de la respectiva zona. Si el estado no otorga la autorización, la FERC no podrá autorizar la construcción y operación del terminal.

2. *Clean Air Act*. Si bien esta ley se aplica principalmente a las centrales generadoras, existen ciertas tecnologías de regasificación que pueden llegar a producir niveles de contaminación relevantes. De ser ese el caso, el terminal deberá obtener un permiso para "operar una fuente de polución del aire". Si el estado no otorga este permiso, la FERC no podrá autorizar la construcción y operación del terminal.

3. *Clean Water Act.* De acuerdo a esta ley, los solicitantes deberán obtener un certificado de cumplimiento de los estándares del estado respectivo sobre la calidad del agua. Si el estado no otorga este certificado, la FERC no podrá autorizar la construcción y operación del terminal.

4. *National Historic Preservation Act*. De conformidad a esta normativa, todo proyecto que pueda generar impacto en lugares de preservación histórica debe consultar a la oficina de preservación histórica del estado su opinión. En este caso la aprobación estatal no es obligatoria.

5. *Marine Protection Research and Sanctuaries Act*. Conforme a esta ley, los estados se encuentran facultados para establecer que ciertas áreas de las aguas estatales tengan un uso moderado. Si el terminal, tanque o el gasoducto asociado al terminal pasa a través de tales áreas especiales, requerirá de aprobación estatal.

6. *Submerged Lands Act*. Por medio de esta ley se transfirieron a los estados las tierras sumergidas en un rango de tres millas de la línea costera. De acuerdo a la misma, los terminales *off-shore* de GNL deberán arrendar suelo marino en aguas estatales.

En cuanto a normativa de rango administrativo, cabe destacar dos cuerpos:

1. FERC Order 687 (19/10/2006): Esta orden fue dictada en cumplimiento de la EPA, y establece el proceso previo (*pre-filing*) al cual se someterán las solicitudes de autorización de un terminal de GNL, proceso que será analizado con más detalle en el apartado 5 de este capítulo.

2. *Code of Federal Regulation*, Título 18 (*Conservation of Power and Water Resource*s), Capítulo I (*Federal Energy Regulatory Commission,*

[87] La enumeración siguiente ha sido elaborada con la ayuda de CRANE, Christopher. *State Authority in Siting of Liquefied Natural Gas Import Terminals. Buffalo Environmental Law Journal,* Vol.14, p. 17 – 28.

Department of Energy), Parte 385: Esta norma establece el procedimiento administrativo dictado por la FERC para la solución de controversias, el que será analizado con más detalle más adelante.

4. Entes reguladores

Los proyectos de GNL en EEUU pueden requerir más de 100 permisos y pueden tardar entre 5 a 7 años en completarse desde el momento de su solicitud hasta la finalización de la construcción. Para tener una visión amplia de la división de responsabilidades, es necesario tener en consideración las competencias de las agencias federales que se indican a continuación.

a. Department of Energy (DOE)

El DOE tiene por misión asegurar y hacer más eficaz la administración y manejo de la política de energía. En relación con el mercado del GNL, la Sección 3 de la NGA otorga al DOE "la autoridad sobre las exportaciones de gas natural e importaciones". Esta facultad es ejercida por medio de su oficina de Energía Fósil. En el apartado 5 siguiente se explicarán estas autorizaciones.

b. Federal Energy Regulatory Commission (FERC)

La FERC es una agencia independiente del DOE que regula el transporte interestatal de electricidad, gas natural y petróleo. Es la agencia de mayor relevancia para los terminales de regasificación dentro de los Estados Unidos.

La FERC está formada por 5 comisionados designados por el Presidente y aprobados por el Senado y se encuentra dividida en diversas oficinas[88].

Sus potestades emanan de la NGA cuyo texto modificado por la EPA establece la prohibición del manejo del mercado tanto para compradores y vendedores de gas natural como para vendedores o compradores de servicios de transporte que se encuentren sujetos a

[88] Las principales oficinas de la FERC son las siguientes: a) *Office of Administrative Law Judges*. Esta oficina resuelve los casos en que se hayan impugnado las decisiones de la FERC, a través de audiencias y decisiones, o por medio de un acuerdo negociado, garantizando que los derechos de todas las partes se conserven. También lleva a cabo investigaciones según las indicaciones de la FERC; b) *Office of Administrative Litigation*. Esta oficina tiene a su cargo la litigación u otras formas alternativas de solucionar aquellos casos que han sido fijados para ser vistos. Actúa en representación del interés público; c) *Office of Energy Project*. Esta oficina ejerce facultades relacionadas a la fiscalización de proyectos y participa de manera activa en el proceso de aprobación de proyectos; d) *Office of Energy Market Regulation*. Esta oficina se encuentra a cargo de la regulación de precios y tarifas relacionadas al gas natural. Una de sus metas más importantes es evitar el control de mercado por parte de los vendedores de energía al por mayor. Esta oficina cumple un rol crucial en el funcionamiento del mercado del gas natural ya que ella es la encargada de hacer aplicable la normativa relativa a la prohibición de manejo de mercado; y *Office of Enforcement*. Sobre esta oficina recae el ejercicio de las acciones que aseguren el cumplimiento de las normas y de las órdenes de la FERC. Sirve al interés público, garantizando una regulación eficaz y protege a los clientes a través del monitoreo de los mercados, identificando oportunamente los problemas de los mismos.

la FERC. Esta regla se ha materializado en una serie de órdenes de la FERC en donde se establecen regulaciones sectoriales sobre la materia.

La NGA otorga a la FERC **potestades para dictar normas generales** sobre la industria del gas natural. Asimismo, la FERC tiene la potestad para autorizar la localización, operación y construcción de terminales de GNL. En el apartado 5 nos referiremos en mayor detalle sobre este punto.

Por su parte, la FERC también está dotada de **potestades fiscalizadoras**. Las atribuciones de que goza la FERC para ejercer sus potestades de fiscalización se pueden analizar en dos etapas distintas, la etapa de construcción del terminal y la etapa de operación del mismo. Durante la etapa de construcción, la FERC tiene facultades para realizar inspecciones al terminal con el objeto de constatar el apego de las tareas de construcción a lo establecido en la autorización, y además, para exigir reportes mensuales en donde se entregue información detallada respecto a: (a) la actividad de construcción; (b) el estado de tramitación de cualquier permiso pendiente; (c) un programa actualizado sobre el estado del proyecto; y (d) detalles del cumplimiento con las normas ambientales.

Posteriormente, durante la etapa de operación, la FERC mantiene sus facultades de inspección física del terminal para efectos de operación y seguridad, y puede también exigir reportes semi-anuales que deben indicar lo siguiente: (a) las operaciones del terminal; (b) las actividades de mantenimiento realizadas; y (c) cualquier evento anormal que haya ocurrido en los últimos seis meses[89].

En **materia sancionatoria**, la FERC, a través de su *Office of Enforcement,* está facultada para iniciar la investigación de cualquier situación que pueda suponer la violación de una norma que regule al sector[90]. En el evento que la FERC detecte la violación de una ley, norma u orden, ésta podrá elegir el remedio (*remedy)* que le impondrá al infractor entre una gran variedad de opciones, tales como la devolución de lo obtenido injustamente, el cumplimiento de planes establecidos por la FERC, la revocación de la autorización para cobrar tarifas de mercado (*market-based rate authority*), la imposición de sanciones civiles, entre otros.

La EPA modificó la NGA con el objeto de aumentar la potestad de la FERC en materia de sanciones civiles, en cuanto le otorgó la potestad de sancionar cualquier vulneración de una norma, regulación, restricción, condición u orden otorgada o impuesta por la FERC bajo el NGA. De acuerdo al texto actual de la NGA, la FERC podrá imponer multas de hasta US$1.000.000 por cada día de incumplimiento mientras la violación continúe. El monto de la pena se determinará tomando en consideración la naturaleza y seriedad de la violación,

[89] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. *Project Review Process,* <En World Wide Web http://www.ferc.gov/industries/gas/indus-act/lng/rev-proc/rev.asp> [visitado 20/12/2010].
[90] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. *Revised Policy Statement of Enforcement* 2008, p. 8.

así como los esfuerzos realizados para remediar la violación[91]. En materia penal, el EPA aumentó el monto máximo de las multas y el tiempo máximo de prisión aplicable[92].

Finalmente, en lo que se refiere a **potestades para fijar tarifas**, ya hemos indicado que a partir de la Decisión Hackberry los nuevos terminales de regasificación no están sujetos a la regulación de tarifas. Aquellos terminales que cuentan con autorizaciones previas a Hackberry continúan sujetos a la potestad tarifaria de la FERC.

5. Autorización de instalación de terminales

Como se enunció previamente, los terminales de regasificación deben obtener dos autorizaciones de los entes reguladores en materia energética. La primera autorización es otorgada por el DOE. La segunda por la FERC. A continuación nos referiremos a ambas con mayor detalle.

a. Autorización otorgada por el DOE

Como se señaló previamente, el DOE tiene la facultad de autorizar la importación de gas natural a Estados Unidos. En el ejercicio de esta potestad, el DOE puede entregar dos tipos de autorizaciones de importación, autorizaciones *blanket* y autorizaciones de largo tiempo[93]. Las autorizaciones *blanket* están pensadas para operaciones de corto tiempo (spot) o para importaciones en el mercado por un periodo inferior a 2 años. Bajo este permiso, la entidad es autorizada a importar gas natural a su nombre o para un tercero. Las entidades que obtienen esta autorización no están obligadas a enviar los contratos a la DOE para su revisión. Las autorizaciones de largo tiempo se entregan a aquellas entidades que han firmado o pretenden firmar un contrato de compra de gas natural por un periodo superior a los dos años. En este caso, el DOE deberá autorizar cada contrato de importación[94].

Actualmente la mayoría de las solicitudes de importación son concedidas al menos que dicha importación no sea "consistente con el interés público"[95].

Es necesario destacar que aunque el DOE tiene competencia respecto a la autorización de las importaciones y las exportaciones de gas natural, éste no regula la ubicación, construcción y operación de terminales de GNL, como tampoco las ampliaciones o modificaciones a las instalaciones existentes. Esta autorización es de competencia exclusiva de la FERC.

---

[91] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISION, *Revised Policy,* cit. nota n. 90 p. 18.
[92] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. *Civil Penalties* <En World Wide Web: http://www.ferc.gov/enforcement/civil-penalties.asp> [visitado 30/11/2010].
[93] DEWEY & LeBOUF LLP, "Gas Regulation", cit. nota n. 5, pp. 305-306.
[94] Ibid.
[95] JONES, Hywel. PEGG, Garry. HOGAN & HARTSON. "LNG Regulation", en *The Law and Business of LNG,* 2008, p.157.

b. Autorización otorgada por la FERC

En lo que se refiere a autorizaciones, la NGA establece que "[l]a Comisión tiene la autoridad exclusiva para aprobar o denegar una solicitud para la localización, construcción, expansión u operación de un terminal de GNL"[96].

Conforme a la normativa aplicable, el proceso de revisión de una solicitud para la construcción y operación de un terminal de regasificación puede realizarse bajo dos esquemas. El primer esquema se denomina "proceso de *pre-filing*", y el segundo, "proceso tradicional". De acuerdo a información proporcionada por la FERC[97] aproximadamente un 80% de las solicitudes optan por el proceso de *pre-filing*, mientras que un 20% opta por el proceso tradicional.

Tratándose del proceso de *pre-filing*, el proponente, antes de ingresar su proyecto a evaluación, se reúne con un miembro de la *Office of Energy Project* de la FERC quien verifica los antecedentes y lo orienta respecto a cuáles son los estándares exigidos para la obtención de la autorización. Asimismo, en esta etapa se notifica a los posibles interesados en el proyecto. El objeto de este proceso es acelerar la autorización de los terminales, en cuanto, por medio del mismo, los particulares pueden generar una propuesta de proyecto que tenga más posibilidades de ser finalmente aprobada.

Por su parte, en el proceso tradicional, el proponente presenta directamente su proyecto a la *Office of Energy Project*, la cual hará las observaciones que estime pertinentes en lo concerniente a temas ambientales y temas de seguridad.

En ambos procesos, la *Office of Energy Project* realiza un análisis ambiental del proyecto (*environmental assessment*) o emite una declaración de impacto ambiental (*environmental impact statement*), según sea el caso, por medio del cual se pronuncia sobre aspectos ambientales y de seguridad del terminal propuesto.

En cuanto a su contenido, la autorización de la FERC para la construcción y operación de un terminal de regasificación debe contemplar lo siguiente: (a) una declaración de la FERC señalando su decisión de aprobar la construcción y operación del terminal de GNL; (b) una autorización para cobrar precios de mercado (*market-based rate authority*). Como se señaló precedentemente, actualmente la FERC no puede condicionar la autorización de un nuevo terminal de GNL a la obligación de éste de otorgar acceso a terceros o de presentar un sistema de tarificación al regulador. En concordancia, los terminales de GNL reciben una autorización de fijar sus tarifas conforme a las fuerzas del mercado automáticamente; y (c) las condiciones que deben alcanzarse de forma previa a la construcción del terminal. Estas generalmente se refieren a temas de seguridad del terminal.

[96] NGA Sección 3 "The Commission shall have the exclusive authority to approve or deny an application for the siting, construction, expansion, or operation of an LNG terminal. Except as specifically provided in this chapter, nothing in this chapter is intended to affect otherwise applicable law related to any Federal agency's authorities or responsibilities related to LNG terminals".
[97] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMISSION, Project Review Process cit. nota n. 89.

Sin perjuicio de lo anterior, para iniciar la construcción del terminal el solicitante deberá obtener asimismo los permisos estatales establecidos en el *Clean Air Act, Clean Water Act* y *Coastal Zone Management Act*, entre otros.

6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado

A nivel federal Estados Unidos tiene un sistema doble de protección de la competencia (esto sin perjuicio de los distintos sistemas estatales de protección a la libre competencia). La División de Competencia (*Antitrust*) del Departamento de Justicia, en calidad de fiscal (*prosecutor)*, tiene competencia para presentar casos ante los tribunales federales relativos a violaciones a las principales leyes en materia de competencia (la *Sherman Act* y la *Clayton Act*). Al mismo tiempo, existe una agencia independiente, la *Federal Trade Commission* (FTC) que tiene facultades para conocer y fallar infracciones a la *Federal Trade Commission Act*, cuyo contenido sustantivo coincide en gran medida con la *Sherman Act* y la *Clayton Act.* Las decisiones y sanciones de la FTC son apelables ante las Cortes de Apelaciones federales.

Por su parte, la FERC también tiene potestades en materias relacionadas con la competencia de los mercados energéticos. En efecto, el EPA modificó la NGA con el objeto de otorgarle a la FERC facultades para investigar y sancionar conductas definidas como "manipulación del mercado" tratándose de gas natural[98]. Antes de la EPA, la FERC sólo tenía facultades para sancionar conductas de empresas reguladas. Gracias a la modificación, la FERC tiene actualmente la facultad de investigar y sancionar a cualquier empresa, regulada o no, cuando lleve a cabo una conducta manipuladora o defraudadora que en forma directa o indirecta afecte los mercados respecto de los cuales la FERC tiene competencia[99].

En principio, los órganos y tribunales encargados de velar por la competencia pueden intervenir transversalmente en todas las industrias y sectores económicos. Asimismo, las normas generales de la competencia también mantienen su vigencia. El cumplimiento de las regulaciones de la FERC no otorga inmunidad en relación con el cumplimiento de las regulaciones generales de libre competencia. Sin perjuicio de lo anterior, las Cortes suelen otorgar un grado relevante de deferencia a aquellas prácticas que han sido expresamente aprobadas por la FERC[100].

---

[98] Natural Gas Act, codificado en el US Code, título 15, capitulo 15 B, § 717c–1: "Prohibition on market manipulation. It shall be unlawful for any entity, directly or indirectly, to use or employ, in connection with the purchase or sale of natural gas or the purchase or sale of transportation services subject to the jurisdiction of the Commission, any manipulative or deceptive device or contrivance (as those terms are used in section 78j(b) of this title) in contravention of such rules and regulations as the Commission may prescribe as necessary in the public interest or for the protection of natural gas ratepayers. Nothing in this section shall be construed to create a private right of action".

[99] ENGEL, Charles. REAVIS, Brandon. *"FERCs Market manipulation investigatory and enforcement process"*. <En World Wide Web: :http://www.kslaw.com/News-and-Insights/PublicationDetail?us_nsc_id=2340> [visitado 30/11/2010].

[100] JONES, PEGG, HOGAN & HARTSON. "LNG Regulation" cit, nota n. 95 p. 158.

Para mantenerse desregulados, como ha sido el caso a partir de la Decisión Hackberry, los terminales de GNL no deben ser objeto de calificación de instalación esencial por parte de los tribunales de justicia ni de la FTC, pues dicha calificación conllevaría la obligación de dar acceso y la necesidad de regular los términos y tarifas de los servicios prestados. Esto sin perjuicio de otras cláusulas de las relaciones contractuales que puedan representar riesgos ante el derecho de la competencia. En todo caso, después del fallo *Verizon v. Trinko* de 2004[101], la doctrina de las instalaciones esenciales está en retirada en la jurisprudencia norteamericana.

La relación entre la FERC y los entes encargados de velar por la competencia no está regulada ni se encuentra sujeta a protocolos formales de coordinación. De hecho, se conocen casos recientes del ámbito de la energía (aunque no relativos GNL) en que el Departamento de Justicia ha decidido iniciar una investigación en contra de una empresa regulada a pesar de que la transacción cuestionada no había sido sancionada en una investigación de la FERC[102].

7. Solución de controversias

a. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores

La principal controversia relacionada con terminales de GNL proviene de la denegación, por parte de la FERC de la autorización de localización, construcción, expansión u operación de un terminal. Cuando esto ocurre se abren tres caminos distintos[103]:

1. *Solicitar que la FERC revise su decisión (rehearing)*: Según se señala en el *U.S. Code* Título 15, Capítulo 15b § 717r[104], cualquier persona agraviada dentro del marco de un procedimiento llevado ante la FERC puede

[101] *Verizon Communications v. Law Offices of Curtis V. Trinko, LLP*, 540 U.S. 398 (2004).

[102] *Vid.* http://www.energylegalblog.com/archives/2010/02/23/2639 [visitado 15/12/2010], donde se da cuenta de la transacción entre *KeySpan Corporation* y el Departamento de Justicia conforme a la cual la firma pagó 12 millones de dólares de multa, a pesar que la investigación iniciada por la FERC había sido cerrada por no haberse comprobado ninguna infracción.

[103] Es preciso consignar que, tal y como se señaló al analizar la NGA en su texto modificado por la EPA, las Cortes tienen competencia para revisar la denegación de la autorización de localización y operación de un terminal de GNL y el retraso en el otorgamiento de dicha autorización por parte de otros órganos distintos de la FERC pero que tengan competencia para la autorización de un terminal de GNL. Así se consigna, en el Título 15, Capítulo 15b, §717r, literal (d) Judicial Review.

[104] Application for rehearing. Any person, State, municipality, or State commission aggrieved by an order issued by the Commission in a proceeding under this chapter to which such person, State, municipality, or State commission is a party may apply for a rehearing within thirty days after the issuance of such order. The application for rehearing shall set forth specifically the ground or grounds upon which such application is based. Upon such application the Commission shall have power to grant or deny rehearing or to abrogate or modify its order without further hearing. Unless the Commission acts upon the application for rehearing within thirty days after it is filed, such application may be deemed to have been denied. No proceeding to review any order of the Commission shall be brought by any person unless such person shall have made application to the Commission for a rehearing thereon. Until the record in a proceeding shall have been filed in a court of appeals, as provided in subsection (b) of this section, the Commission may at any time, upon reasonable notice and in such manner as it shall deem proper, modify or set aside, in whole or in part, any finding or order made or issued by it under the provisions of this chapter.

solicitarle a ésta que revise la decisión tomada. El procedimiento se encuentra regulado en el Capítulo 18 de la § 385 del Código de Regulaciones Federales, siendo sustanciado por un "presidente del tribunal" quien es el encargado de darle curso debiendo siempre propender a una audiencia justa e imparcial y a decidir el asunto conforme a derecho[105]. Se encuentran facultados para solicitar la revisión cualquier persona que haya tenido la calidad de parte en el procedimiento en cuestión. Para ser considerado parte basta con acreditar tener o representar un interés que pueda verse afectado en el procedimiento, señalándose expresamente, que se encuentra facultado a intervenir un tercero en defensa del interés público[106]. El plazo para su interposición es de 30 días. Respecto de esta solicitud la FERC tiene la facultad de concederla o denegarla o suprimir o eliminar la orden sin posterior audiencia. La decisión de la FERC en esta materia es susceptible de revisión judicial por parte de la Corte de Apelaciones la cual se trata en el número siguiente.

2. *Consultar a la Oficina de Jueces de Derecho Administrativo (Office of Administrative Law Judges)*: La oficina de jueces de derecho administrativo es una oficina perteneciente a la FERC. Al igual que en el procedimiento anterior, el procedimiento se encuentra reglado en el Capítulo 18 del Código de Regulaciones Federales sólo que en esta oportunidad la función de "presidente de tribunal" recae directamente en un juez de derecho administrativo. Las partes habilitadas para solicitar un pronunciamiento, el procedimiento en sí y la decisión son las mismas que rigen la solicitud de revisión (*rehearing*).

3. *Obtener una revisión por parte de la Corte de Apelaciones*: La causal para este recurso es, nuevamente, el agravio producto de una orden de la FERC. La competencia para conocer de esta revisión se encuentra entregada a la Corte de Apelaciones del circuito en donde la empresa tenga su asiento o su principal lugar de negocios, o en la Corte de Apelaciones para el Distrito de Columbia. Se concede un plazo de 60 días para la interposición del recurso debiendo hacerse por escrito. Una vez que se ha ingresado la solicitud, la Corte tiene jurisdicción exclusiva para confirmar, modificar o dejar sin efecto la orden en su totalidad o parcialmente, siendo esta decisión de carácter definitivo, tan sólo sujeta a revisión por parte de la Corte Suprema de los Estados Unidos[107].

   Este mismo proceso se aplica cuando procede la revisión judicial de las decisiones de la FERC cuando ésta conoce de recursos administrativos (ver números 1 y 2 precedentes).

[105] Code of Federal Regulation (CFR) Cap. 18 §385.504 "It shall be the duty of the presiding officer to conduct a fair and impartial hearing and to determine the matter justly under the law".
[106] CFR Título 18 § 385.214 Intervention (Rule 214).
[107] Título 15, Capítulo 15b, §717r literal b) Review of Commission Order: "The judgment and decree of the court, affirming, modifying, or setting aside, in whole or in part, any such order of the Commission, shall be final, subject to the review by the Supreme Court of the United States upon certiorari or certification as provided in section 1254 of title 28".

b. Controversias entre particulares[108]

Considerando el escaso nivel de regulación al que se encuentran sometidos los terminales de GNL en la legislación norteamericana en lo que se refiere a acceso, no se ha creado un sistema para la resolución de controversias que tenga el carácter de obligatorio. No obstante ello, la FERC pone a disposición de los particulares dos mecanismos que contribuyen a la resolución de conflictos:

1. *Servicio de Resolución de Controversias (Dispute resolution service)*. Este servicio consta de un grupo de profesionales que fue creado por medio de la Orden N° 734 de la FERC. Este servicio tiene como misión a) proveer de mediación y facilitación en conflictos en que encuentran envueltos entidades que están bajo la competencia de la FERC; b) asistir a los propietarios de terrenos y a quienes se encuentran envueltos en un proceso de solicitud de autorización a resolver las disputas que surjan relacionadas a la construcción y operación de terminales de gas natural y GNL que se encuentren sometidos a la competencia de la FERC; y, c) promover el uso de mecanismos alternativos de resolución de conflictos. Los particulares pueden acceder al Servicio de Resolución de Controversias para solucionar cualquier conflicto relacionado con la construcción y operación de proyectos que se encuentren bajo la competencia de la FERC. Lo pueden hacer por medio de dos caminos: acercándose de mutuo propio para obtener ayuda o cuando la FERC le asigne un caso a este servicio. Sin perjuicio de lo anterior, en este último caso las partes no se encuentran obligadas a aceptar la intervención del servicio.
   Si las partes muestran interés en la participación del servicio en el conflicto que está siendo promovido, el servicio puede dar cuenta de los distintos mecanismos que están a su disposición para dar solución al conflicto sugiriendo aquel que le parezca mejor teniendo en consideración las características de cada caso. El servicio ofrece servicios de mediación, facilitación y entrenamiento en negociación para las partes que se encuentran en conflicto[109].

2. Oficina de Jueces de Derecho Administrativo (*Office of Administrative Law Judges)*. La oficina de Jueces de Derecho Administrativo también se encuentra facultada para intervenir en los procesos de negociación, mediación y arbitraje en el que los particulares sometidos a la regulación de la FERC le otorguen competencia. Los jueces administrativos actúan como terceros imparciales de carácter técnico que, para estos efectos, encuentran su ámbito de decisión limitado a acuerdos negociados.

[108] Sección elaborada con la ayuda de FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. Dispute Resolution Service <En World Wide Web: http://www.ferc.gov/legal/adr/drs.asp#Top> [visitado 02/12/2010].
[109] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. *What is Alternative Dispute Resolution.?* <En World Wide Web http://www.ferc.gov/legal/adr/drs.asp#Top> [visitado 02/12/2010].

c. Jurisprudencia relevante

No se encontró jurisprudencia relevante.

8. Integración vertical

En Estados Unidos no existe regulación federal que prohíba o restrinja la integración vertical entre empresas operadoras o dueñas de terminales de GNL y otras que cumplan distintos roles dentro de la cadena del GNL, particularmente en las calidades de cargadores/usuarios del terminal y suministradores de gas. Esto sin perjuicio de las restricciones que sí puedan tener las firmas que realizan actividades de transmisión y distribución (ver, por ejemplo, la Orden N° 636 de la FERC que exigió a las compañías dueñas de gasoductos interestatales reestructurar sus operaciones antes de noviembre de 1993, con el objeto de separar la actividad de ventas no reguladas de las funciones reguladas de transporte. Esto redundó en que las compañías propietarias de gasoductos sólo están autorizadas a transportar gas natural para sus clientes[110]).

9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación

Como se señaló previamente, en la actualidad coexisten en Estados Unidos dos tipos de regulación para los terminales de GNL, según hayan sido autorizados antes o después de la Decisión Hackberry de 2002. Los terminales autorizados pre-Hackberry, es decir, bajo la antigua política regulatoria de la FERC, se encuentran sometidos a la obligación de otorgar acceso a terceros con tarifas reguladas. Aquellos autorizados post-Hackberry están exentos de la obligación de otorgar acceso a terceros a sus instalaciones y de la regulación de tarifas. A continuación nos referiremos brevemente a ambas situaciones.

a. Regulación aplicada a terminales autorizados con anterioridad a la Decisión Hackberry

Como se señaló previamente, hasta el año 2002 la FERC reguló a los terminales de GNL de la misma manera como regulaba los gasoductos de transporte[111]. La FERC aplicaba a los terminales de regasificación las normas consagradas en las Órdenes N°s 436, 500 y 636; las que se recogen en el Código de Regulaciones Federales en su versión 2004 en el Título 18, Capítulo 1, Parte 358, bajo el título "Estándares de conducta para proveedores de Transmisión".

La regla 358.2 establecía el marco general para el acceso de terceros al señalar que "un proveedor de transmisión debe tratar a todos los clientes de transmisión, afiliados o no

---

[110] U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRACION, *U.S. Natural Gas Regulatory Authorities*, <En World Wide Web: http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngpipeline/regulatory.html> [visitado 21/11/2010].

[111] *THE* NATIONAL ASSOCIATION OF REGULATORY UTILITY COMMISSIONERS. *Liquefied Natural Gas: An Overview of the Issues for State Public Utility Commissions*, 2005, p. 29. <En World Wide Web: http://fossil.energy.gov/programs/oilgas/publications/lng/LNG_NARUC_state_utility_comm.pdf> [visitado 17/12/2010].

afiliados, sobre bases no discriminatorias, y no debe operar su sistema de transmisión para beneficiar preferentemente a un Afiliado Energético"[112].

Sobre el concepto de "no discriminatorio" la FERC construyó un sistema regulatorio de acceso a terceros[113]. Conforme al mismo, para que el titular de un proyecto de terminal fuera autorizado por la FERC[114] debía asignar el 100% de la capacidad inicial del terminal a través del mecanismo de temporada abierta (*open season*)[115]. Si la demanda excedía la capacidad, ésta debía ser asignada a prorrata, en la medida en que el proyecto no pudiera ser ampliado[116].

Asimismo, el operador del terminal debía someter sus tarifas a autorización de la FERC. Las tarifas, según veremos en el número siguiente, se diseñaban, por regla general, de conformidad a un sistema basado en costos (*cost-based*). Excepcionalmente los terminales podían ser autorizados a cobrar tarifas de mercado.

La regulación aplicable a los terminales autorizados bajo este sistema puede ser modificada en la actualidad siempre que los clientes existentes consientan a ello y la FERC lo autorice.

b. Regulación aplicada a terminales autorizados con posterioridad a la Decisión Hackberry

A partir de la Decisión Hackberry de 2002, la FERC cambió su política regulatoria y dejó de condicionar la autorización de los terminales de GNL a que éstos otorgaran acceso a terceros y a que sus tarifas fuesen reguladas. Dada su importancia, a continuación revisaremos los puntos más relevantes de esta decisión[117].

Como primera cuestión, es necesario resumir la petición que hizo en su momento Hackberry a la FERC:

1. A través del expediente CP02-378-000, Hackberry, una empresa propiedad en un 100% de Dynegy Midstream Services Limited Partnership (Dynegy), solicitó la autorización para construir y operar un terminal de GNL.

---

[112] Traducción del autor. Título 18, Capítulo 1, Parte 358 § 358.2 General principles. (b) A Transmission Provider must treat all transmission customers, affiliated and non-affiliated, on a nondiscriminatory basis, and must not operate its transmission system to preferentially benefit an Energy Affiliate.

[113] CUPINA, Robert. Liquefied Natural Gas Imports 2003, p. 7. <En World Wide Web: http://www.pi.energy.gov/documents/CupinaPresentation.pdf> [visitado 17/12/2010].

[114] A continuación se señalan algunas autorizaciones de la FERC en las cuales establece la obligación de acceso a terceros: Ditrigas Corp. v. FPC, 495 F. 2d. 1057 (D.C. Cir. 1974), *cert.* Denied 419 U.S. 834 (1974) y Cove Point LNG Limited Partnership, 97 FERC ¶ 61,043 at 61,043 (2001), citados en MINESINGER, Keneth, GREEN, Richard. *Lack of Open Access for LNG Export Terminals*, 01/05/2008, p.2. En: http://gasline.alaska.gov/Findings/Appendix%20R3%2020Lack%20of%20Open%20Access%20for%20LNG%20Export%20Terminals.pdf [visitado el 15/11/2010]; y Trunkline LNG Co., 49 F.E.R.C ¶ 61,199, 61,715 (1989), citado en: KNOWLES, "Liquefied Natural Gas Regulation", cit. nota n.62 p. 18, p.307

[115] SLOCUM HOLLIS, Sheila. *"Liquefied Natural Gas: The Big Picture for Future Development in North America Enviromental & Energy Law & Policy Journal* Vol. 5, 2007, p. 10.

[116] CUPINA. "Liquefied Natural Gas", cit. nota 113, p. 7.

[117] Hackberry LNG Terminal, LLC, 101 FERC 61, 294 (2002).

2. En diciembre de 2001, Hackberry realizó voluntariamente una temporada abierta (*open season*) para adjudicar su capacidad. Hackberry indicó a la FERC que invitó a posibles usuarios a realizar ofertas por los servicios del terminal; que estaba dispuesto a aceptar máximo a tres usuarios para evitar complejidades operacionales y que la capacidad sería adjudicada a aquellos que presentaran las ofertas de mayor valor presente neto.
3. Como resultado de la temporada abierta, Hackberry celebró un acuerdo vinculante por 30 años con su relacionada Dynegy, señalando que Dynegy realizó la mejor oferta.
4. En el expediente CP02-376-000 Hackberry solicitó un certificado *blanket* bajo la sub-sección G de la parte 284 de la regulaciones con el objeto de proveer servicios de terminal firme e interrumpible bajo los Calendarios de tarifas LNG-1 y LNG-2 respectivamente.
5. Sin perjuicio de lo anterior, Hackberry asimismo solicitó a la FERC la autorización para aplicar tarifas de mercado para la prestación de los servicios del terminal. Para esos efectos, acompañó un análisis de su poder de mercado para tres productos diferentes, entre ellos, los servicios del terminal. En consideración de dichos análisis, Hackberry concluyó que el mercado era suficientemente competitivo y que por lo tanto, cumplía con los criterios de la FERC para ser autorizado a utilizar tarifas de mercado.
6. Asimismo señaló que la importación de GNL a través del terminal proveería gas nuevo y a precios competitivos para ayudar a satisfacer la creciente demanda de gas de Estados Unidos. Señaló que su propuesta no se basaba en el subsidio por parte de consumidores existentes porque no tenía consumidores existentes y que Hackberry asumía todo el riesgo asociado al proyecto en el supuesto de la autorización de tarifas de mercado.

La FERC analizó la solicitud de Hackberry bajo la sección 3 del NGA, según la cual una solicitud será autorizada a menos que la FERC considere que el proyecto no es consistente con el interés público. De acuerdo a la FERC, la solicitud de Hackberry no era inconsistente con el interés público por cuanto proveería un suministro adicional de gas a los consumidores. Se trataba de un nuevo entrante al mercado de GNL, por lo que no existían consumidores que pudiesen verse afectados adversamente por los costos del terminal o riesgos de recuperación de dichos costos y el riesgo sería asumido completamente por Hackberry.

En el párrafo 22, la FERC señala que, sin perjuicio de que Hackberry ofreciera proveer los servicios del terminal bajo tarifas reguladas, éste sería autorizado a prestar dichos servicios cobrando tarifas de mercado. En este sentido señala que:

> [P]or las razones señaladas a continuación, creemos que un cambio en la política es necesario y que una forma diferente de regulación será más consistente con el interés público que el sistema tradicional de acceso abierto que se ha aplicado previamente a los terminales de GNL. Específicamente autorizaremos a Hackberry para prestar servicios a Dynegy conforme a las tarifas, términos y condiciones que mutuamente acuerden las partes, bajo la condición que Hackberry presente el contrato con su cliente relacionado con anterioridad al inicio de la construcción. Sin perjuicio de lo anterior, no requeriremos que

> Hackberry ofrezca acceso abierto y que mantenga tarifas y calendarios de tarifas para su servicio de terminal[118].

En el párrafo 23 la FERC establece las razones consideradas para modificar su política regulatoria:

1. En primer lugar señala que ha notado que los precios, términos y condiciones del servicio de primera venta de gas natural, incluida la venta de GNL importado han sido desregulados por ley[119].
2. Asimismo indica que la venta del gas natural de los terminales se realizará en, o aguas abajo de, la compuerta de salida (*tailgate*) del terminal de GNL, donde el GNL revaporizado será suministrado al gasoducto de Hackberry. Estas ventas de gas natural serán realizadas en competencia con otras ventas de gas natural producidas en la región de la costa del Golfo, en un mercado desregulado de *commodities*.
3. Asimismo indica que los costos del terminal serán parte de los costos de producir y suministrar GNL al mercado de gas natural de la costa del Golfo y serán recuperados sólo por medio de la venta de gas natural en dicho mercado o mercados aguas abajo.
4. La FERC señala que esta nueva política servirá para incentivar el desarrollo de infraestructura energética adicional.
5. La FERC concluye señalando que esta nueva política regulatoria encuentra apoyo en los comentarios realizados en una conferencia pública del gas natural. En la misma, representantes de la industria de GNL señalaron que los requisitos de acceso abierto impuestos por la FERC "estaban teniendo el efecto no deseado de potencialmente perjudicar la inversión en nuevas instalaciones de GNL en los Estados Unidos"[120].

A la política regulatoria tomada en Hackberry le siguieron una serie de decisiones que autorizan la instalación de nuevos terminales de GNL sin imponer obligaciones de acceso de terceros. En este sentido se pronuncia la FERC en *Weaver's Cove Energy, LLC; Mill River Pipeline, LLC* (2003), *Corpus Christi LNG, LP, and Cheniere Corpus Christi Pipeline Co.* (2003)[121].

---

[118] Traducción del Autor. Decisión Hackberry, Párrafo 22, p.8. "For the reasons discussed below, we believe that a change in policy is warranted and that a different form of regulation will better serve the public interest than the traditional open-access approach that we have applied previously to LNG import facilities. Specifically, we will grant Hackberry authority to provide LNG terminalling services to Dynegy Marketing at the rates, terms, and conditions mutually agreed to by these parties, subject to the condition that Hackberry file its contract with its affiliated customer prior to the commencement of construction of the LNG terminal facility. However, we will not require Hackberry to offer open-access service or maintain a tariff and rate schedules for its terminalling service".

[119] Estos fueron desregulados por el Energy Policy Act de 1992.

[120] Traducción del autor: Decisión Hackberry Párrafo 24, p.9 "the Commission's open access requirements were having the unintended effect of potentially deterring investment in new LNG facilities in the United States".

[121] Decisiones citadas en SLOCUM, Liquefied Natural Gas, cit. nota n. 115.

Como se señaló previamente, esta política fue posteriormente codificada en el NGA —a través de las reformas introducidas por el EPA— en el cual se le prohíbe a la FERC hasta el año 2015 condicionar una autorización para construir y operar un terminal a la obligación de otorgar acceso a terceros[122].

10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL

La regulación de las tarifas de los terminales de GNL ha seguido el mismo camino que la obligación de acceso a terceros. En consecuencia, los terminales autorizados con anterioridad a la decisión Hackberry tenían tarifas reguladas; aquellos autorizados con posterioridad no están sujetos a la regulación de tarifas. De esta manera, al igual que lo señalado respecto al acceso a terceros, en la actualidad coexisten en Estados Unidos terminales con tarifas reguladas y terminales sin regulación tarifaria, según la fecha en la cual hayan sido autorizados.

a. Regulación aplicada a terminales autorizados con anterioridad a la Decisión Hackberry

Con anterioridad a la Decisión Hackberry, los terminales de GNL eran sometidos a la misma regulación que los gasoductos, como consecuencia de lo anterior, estos podían sujetarse a dos sistemas tarifarios:

1. De acuerdo a la regla general, las tarifas debían ser autorizadas por la FERC, conforme a un sistema basado en costos (*cost-based rates*). Este sistema garantizaba al operador del terminal la recuperación de los costos incurridos en la construcción y operación del mismo, permitiéndole además obtener un retorno razonable sobre el capital invertido[123]. Todos los aumentos de tarifas debían ser autorizados por la FERC y los consumidores podían solicitar a la FERC la disminución de las mismas.
2. El operador del terminal podía solicitar a la FERC la autorización para cobrar tarifas de mercado. Para eso, debía probar que no tenía poder de mercado. En este caso la FERC no mantenía un control regulatorio con posterioridad al análisis del poder de mercado y de la autorización de cobrar tarifas de mercado. Todos los aumentos y disminuciones de tarifas eran libremente negociados por las partes[124].

[122] NGA Sección 3: "Before January 1, 2015, the Commission shall not (i) Deny an application solely on the basis that the applicant proposes to use the LNG terminal exclusively or partially for gas that the applicant or an affiliate of the applicant will supply to the facility; or (ii) condition an order on (I) a requirement that the LNG terminal offer service to costumers other than the applicant or an affiliate, securing the order; (II)any regulation of the rates, charges, terms, or conditions of service of the LNG terminal; or (III) a requirement to file with the Commission schedules or contracts related to the rates, charges, terms, or conditions of service of the LNG terminal".
[123] CUPINA. *Liquefied Natural Gas*, cit. nota n.113, p. 9.
[124] Ibid.

b. Regulación aplicada a terminales autorizados con posterioridad a la Decisión Hackberry

Actualmente y como se señaló previamente en este informe, los terminales de GNL no están sujetos a regulación tarifaria. Estos no deben solicitar una autorización para utilizar tarifas de mercado ni comprobar que no tienen poder de mercado, sino que dicha autorización es concedida automáticamente junto con la autorización para construir y operar el terminal.

En efecto, de acuerdo al NGA en su texto modificado por el EPA, la FERC no puede condicionar una autorización a "cualquier regulación de tarifas, cargos, términos o condiciones de servicio del terminal de GNL o a un requerimiento de que el solicitante presente ante la Comisión un programa o contratos relativos a tarifas, cargos, términos o condiciones de servicio del terminal de GNL"[125].

11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC)

Estados Unidos no cuenta con una regulación relativa a mecanismos de gestión de la congestión. Por lo menos post Hackberry, no parece existir un mercado secundario de comercialización de la capacidad de regasificación y almacenaje de GNL, y no hay medidas anti-acaparamiento.

12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL

Si bien los terminales post Decisión Hackberry no se encuentran sometidos a la obligación de dar acceso a terceros, esto no significa que los mismos puedan discriminar indebidamente a los potenciales clientes. Así lo señaló expresamente la FERC en la Decisión Hackberry. Luego de determinar que Hackberry no estaría obligado a otorgar acceso a terceros ni a someter sus tarifas a regulación, señaló que:

> Nuestra decisión de adoptar un nivel menos intrusivo de regulación no afecta nuestra competencia sobre este caso. La sección 3 del NGA otorga a la Comisión la potestad de "realizar órdenes suplementarias en las instalaciones según lo encuentre necesario o apropiado". Usaremos dicha autoridad en el futuro si recibimos reclamos de discriminación indebida u otra conducta anticompetitiva[126].

Es importante notar que la actual sección 3 del NGA en su texto modificado por el EPA mantuvo la redacción referida por la FERC en el párrafo citado.

---

[125] Traducción del autor. NGA Sección 3: "any regulation of the rates, charges, terms, or conditions of service of the LNG terminal; or (III) a requirement to file with the Commission schedules or contracts related to the rates, charges, terms, or conditions of service of the LNG terminal".

[126] Traducción del Autor. Decisión Hackberry, Párrafo 22, p. 8. "Our decision to adopt a less intrusive degree of regulation here does not affect our jurisdiction over the case. Section 3 of the Natural Gas Act reserves for the Commission the ability to "make such supplemental order in the premises as it may find necessary or appropriate". We will use such authority in the future if we receive complaints of undue discrimination or other anticompetitive behavior".

Asimismo, el EPA incluyó en la sección 3 del NGA el siguiente párrafo referido a la no discriminación, en el cual se busca evitar que, en el caso de una expansión de capacidad, el nuevo sistema de precios de mercado que se le aplique a dicha expansión pueda generar una discriminación en contra de los clientes existentes de dicho terminal:

> Una orden emitida para un terminal de GNL que también ofrece servicios a clientes sobre la base de un sistema de acceso abierto no debe resultar en un subsidio a la expansión de la capacidad por parte de los clientes existentes, en la degradación del servicio prestado a los clientes existentes o en una discriminación indebida en contra de los clientes existentes en relación a sus términos o condiciones de servicio de la instalación, en el sentido en que estos términos han sido definidos por la Comisión[127].

13. Transparencia y confidencialidad de la información

El EPA fijó el marco regulatorio actual en materia de transparencia, el cual se encuentra descrito en el *U.S. Code*, Título 15, Capítulo 15 B, 717t-2, denominado "Reglas de transparencia del mercado de gas natural" (*Natural gas market transparency rules*).

Estas normas se aplican a todos los participantes del mercado del gas natural. De acuerdo a las mismas la FERC debe "actuar de modo tal de facilitar la transparencia de precios en el mercado de venta por mayor de gas natural"[128]. Asimismo, este título le otorga a la FERC la facultad de dictar las normas que estime necesarias para lograr la transparencia del mercado. Dichas normas deberán "establecer la divulgación, en forma oportuna, de la información relativa a la disponibilidad y precios del gas natural vendido en el mercado mayorista"[129]. Para estos efectos la FERC podrá obtener información de cualquier participante del mercado.

La misma ley establece las excusas que habilitan a los participantes del mercado a no entregar la información solicitada. En este sentido se señala que se excluirá de la obligación de transparencia aquella información que de ser conocida públicamente pueda "generar un detrimento a la operación de un mercado efectivo o poner en peligro la seguridad del sistema"[130].

14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación de GNL

Estados Unidos no cuenta con regulación en esta materia.

---

[127] Traducción del autor. NGA Sección 3: "An order issued for an LNG terminal that also offers service to customers on an open access basis shall not result in subsidization of expansion capacity by existing customers, degradation of service to existing customers, or undue discrimination against existing customers as to their terms or conditions of service at the facility, as all of those terms are defined by the Commission".

[128] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. *Annual Report 2008*, p. 45.

[129] Traducción del Autor. U.S. Code 15, Capítulo 15 B, 717t-2 "The rules shall provide for the dissemination, on a timely basis, of information about the availability and prices of natural gas sold at wholesale and in interstate commerce to the Commission, State commissions, buyers and sellers of wholesale natural gas, and the public".

[130] Traducción del Autor. U.S. Code: 15, Capítulo 15 B, 717t-2 *"*...Be detrimental to the operation of an effective market or jeopardize system security".

BIBLIOGRAFÍA

- BERRY, Monica, "Liquefied Natural Gas Imports Terminals: Jurisdiction in the context Commerce Clause Jurisprudence", *Energy Law Journal,* Vol. 26.

- BLACK, Michael, BRYAN, Peter, SCOBIE, Jeffrey, "Liquefied Natural Gas Development: Overview and the Growth of Future Gas Supply for the North American Market", *Alberta Law Review,* Vol. 43, 2005.

- CRANE, Cristopher, "State Authority in Sitting of Liquefied Natural Gas Import Terminals", *Buffalo Environmental Law Journal,* Vol. 14, 2006.

- CUPINA, Robert, "Liquefied Natural Gas Imports 2003", disponible en: http://www.pi.energy.gov/documents/CupinaPresentation.pdf.

- CHENIERE NORTH AMERICAN LNG'S, disponible en: http://www.cheniere.com.

- DEWEY & LeBOUF LLP, "Gas Regulation 2009", *The International Comparative Legal Guide Series*, disponible en: http://www.iclg.co.uk/index.php?area=4&kh_publications_id=130.

- DOMINION. Disponible en: http://www.dom.com.

- DWECK, Jacob, WOCHNER, David y BROOKS, Michael, "Liquefied Natural Gas (LNG) Litigation after the energy policy act 2005: State Powers in LNG Sitting", *Energy Law Review*, Vol. 2.7.

- ECOELÉCTRICA. "Liquefied Natural Gas", disponible en: http://www.ecoelectrica.com/naturalgas/liquifiednaturalgas.html.

- EL PASO. Disponible en: http://www.elpaso.com.

- ENGEL, Charles, y REAVIS, Brandon, "FERCs Market manipulation investigatory and enforcement process", disponible en: http://www.kslaw.com/News-and-Insights/PublicationDetail?us_nsc_id=2340 .

- FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION, sitio official, disponible en: http://www.ferc.gov.

- FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. "Annual Report 2008", disponible en: http://www.ferc.gov.

- FREEPORT LNG. Disponible en: http://www.freeportlng.com.

- GDF SUEZ ENERGY NORTH AMERICA, disponible en: http://www.suezenergyna.com/ourcompanies.

- JONES, Hywel, PEGG, Garry y HOGAN & HARTSON, "LNG Regulation", *The Law and Business of LNG,* 2008.

- MINESINGER, Keneth y Richard GREEN, "Lack of Open Access for LNG Export Terminals", disponible en: http://gasline.alaska.gov/Findings/Appendix%20R3%2020Lack%20of%20Open%20Access%20for%20LNG%20Export%20Terminals.pdf .

- OSAKA GAS, disponible en: http://www.osakagas.co.jp/.

- PANHANDLE ENERGY, disponible en: http://www.panhandleenergy.com.

- KNOWLES, Gearold, "Liquefied Natural Gas; Regulation in a competitive natural gas market", *Energy Law Review*, Vol. 24, 2003.

- LUTE, Josh, "LNG Terminals: Future or Folly?", *Willamette Law Review*, Vol. 43, 2007.

- PILLSBURY WINTHROP SHAW PITTMAN LLP "Gas Regulation 2010" *Getting the Deal Through*

- SEMPRA LNG, disponible en: http://www.sempralng.com.

- SLOCUM HOLLIS, Sheila, "Liquefied Natural Gas: The Big Picture for Future Development in North America", *Enviromental & Energy Law & Policy Journal*, Vol. 5, 2007.

- SOUTHERN UNION COMPANY, disponible en: http://www.southernunionco.com.

- STEIMER, Jeffrey, "Commissioning of The Ecoelectrica LNG Import Terminal at Penuelas, Puerto Rico", 2000.

- TUSIANI, Michael y Gordon SHEARER, "LNG a Nontechnical Guide", PennWell, Estados Unidos, 2007.

- THE NATIONAL ASSOCIATION OF REGULATORY UTILITY COMMISSIONERS, "Liquefied Natural Gas: An Overview of the Issues for State Public Utility Commissions", disponible en: http://fossil.energy.gov/programs/oilgas/publications/lng/LNG_NARUC_state_utility_comm.pdf.

- U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Disponible en: http://www.eia.doe.gov/.

II. UNION EUROPEA

1. Introducción general

La Unión Europea se encuentra conformada por 27 Estados miembros[1] de los cuales ocho tienen terminales de GNL operativos. Los países que tienen dentro de su territorio terminales de GNL actualmente operativos son España con seis terminales, el Reino Unido con cuatro terminales (dentro de los cuales contamos el muelle Teeside), Francia con tres terminales, Turquía e Italia con dos terminales cada uno y Grecia, Portugal y Bélgica cada uno con un terminal. El terminal de regasificación más antiguo de Europa es el terminal de Barcelona, el cual inició sus actividades el año 1969. En términos totales, sin embargo, el mercado del GNL tiene una representación relativamente baja —aunque en aumento— en el mercado de gas natural en Europa. En el año 2009 éste representó sólo un 13,5% del consumo total de gas natural.

Los Estados miembros han regulado el mercado del gas natural por medio de una serie de normas dictadas por los órganos reguladores de la Unión Europea. Esta normativa se orienta a liberalizar los mercados del gas a nivel nacional introduciendo y fomentando la competencia, además de buscar la homogenización de la regulación aplicable al gas. El objetivo final de la misma es la creación de un mercado único del gas.

A la fecha se han dictado tres conjuntos de cuerpos legales, llamados "paquetes legislativos". El primer paquete legislativo está compuesto por la directiva 98/30/CE vigente de 1998 al 2003; el segundo paquete legislativo, que derogó al primero, está compuesto por la directiva 2003/55/CE y el reglamento 1775/2005; y finalmente, el tercer paquete legislativo, se encuentra conformado por la directiva 2009/73/CE que entró en vigencia el año 2009 pero deberá ser implementada en los países a más tardar en marzo del 2011 y el reglamento 715/2009, los cuales derogan al paquete legislativo anterior.

A nivel europeo no existe un único regulador del mercado del gas sino que hay diferentes órganos e instituciones competentes para regular dicho mercado. Así, es posible distinguir entre instituciones a cargo de la regulación en general e instituciones con funciones consultivas referidas específicamente al mercado del gas. Dentro del primer grupo se encuentra la Comisión Europea, el Consejo de Ministros, el Parlamento Europeo y la Corte de Justicia. Dentro del segundo grupo encontramos al *European Regulator's Group for Electricity and Gas* (ERGEG), el *Council of European Energy Regulators* (CEER) y la *European Agency for the Cooperation of Energy Regulators.*

La instalación y funcionamiento de un terminal de GNL no requiere de ninguna autorización por parte de los órganos o instituciones europeas, siendo los Estados miembros los que otorgan dichos permisos según las disposiciones de su derecho nacional.

Finalmente es necesario destacar que el legislador europeo considera a los terminales de GNL como instalaciones esenciales, de manera que es obligatorio para sus operadores dar

[1] Portal de la Unión Europea. <En World Wide Web: http://europa.eu/about-eu/member-countries/index_es.htm>, [visitado el 20/11/2010].

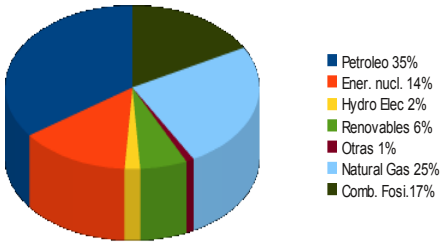
acceso a terceros, debiendo los Estados miembros implementar un mecanismo de control de las tarifas de acceso. Estas exigencias buscan evitar que el dueño del terminal ejerza un excesivo poder de mercado que pueda afectar el desarrollo de la competencia dentro del mercado de gas natural. De esta manera, cada uno de los paquetes legislativos establece la obligación de los operadores de permitir a terceros el acceso al terminal contemplándose ciertas situaciones de excepción (para el caso de instalaciones nuevas, de compañías que experimenten dificultades económicas respecto de compromisos de compra garantizada y para el caso de Estados miembros calificados como emergentes o aislados). En lo concerniente a las tarifas, la normativa europea exige que las autoridades reguladoras nacionales aprueben las tarifas o, al menos, la metodología utilizada para su determinación. Asimismo, las tarifas deben ser no discriminatorias, públicas y deben calcularse considerando los costos de producción.

2. Descripción de la industria de terminales de regasificación en la Unión Europea

a. Introducción

El gas natural tiene una gran importancia en la matriz energética mundial, constituyendo un 24% de la demanda total de energía[2]. Como muestra el gráfico 1, en el caso europeo este porcentaje supera levemente al mundial alcanzando el 25 % de su matriz energética.

Gráfico 1: Gas Natural en la matriz energética europea[3]



De acuerdo a las proyecciones de la Comisión Europea para el año 2020, el gas natural es la energía primaria cuya demanda experimentará un mayor crecimiento en valor absoluto, alcanzando el 28,5 % de la matriz energética europea[4].

En la actualidad, los principales consumidores de gas natural en Europa son el sector residencial y comercial con un 37% del consumo, el sector industrial con un 31%, seguido por el sector eléctrico con un 28% del consumo y otros con un 4%[5].

---

[2] RUESTER, Sophia. *Recent Dynamics in the Global Liquefied Natural Gas Industry*. Departamento de Economía y Negocios, Universidad Tecnológica de Dresden. Dresden, Alemania, p. 3.

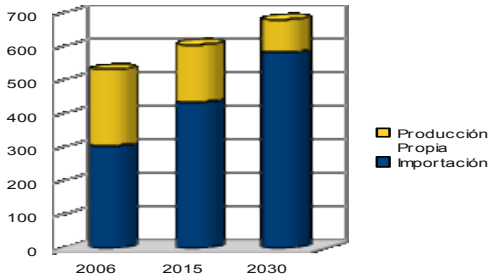
[3] Eurogas, Annual Report 2008-2009. <En World Wide Web: http://www.eurogas.org/uploaded/Annual%20Report> [visitado 20/11/2010].

[4] SAHÚN Josep. El Abastecimiento a la Unión Europea, ¿en jaque? <En World Wide Web: http://www.gasnaturalcomercializadora.com/> [visitado 20/11/2010].

[5] EUROGAS, Annual, cit. nota n. 3.

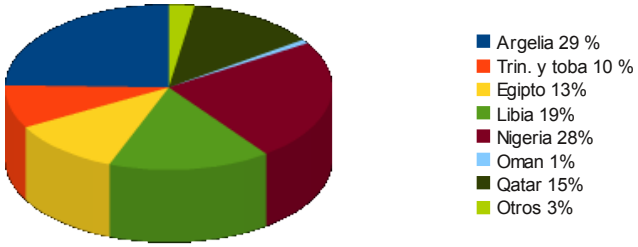
El mercado europeo es altamente dependiente del exterior para satisfacer su demanda de gas natural, en cuanto sólo un 37% de dicha demanda es satisfecha a través de la producción interna. Conforme muestra el gráfico 2, las proyecciones para el año 2030 indican que la dependencia de Europa aumentará considerablemente, en cuanto será necesario importar el 85% de gas natural[6].

Gráfico 2: Demanda y aprovisionamiento de gas natural a la UE-27[7]



El GNL tiene una participación relativamente baja en el mercado del gas natural europeo, en cuanto en el año 2009, este combustible representó sólo un 13,5% del consumo total de gas natural de Europa, lo que constituyó, sin embargo, un aumento en un 20,8% en comparación con el año 2008[8]. Argelia es el principal proveedor de este combustible, conforme se demuestra en el gráfico siguiente:

Gráfico 3: Importación de GNL por país de origen[9]



Sin perjuicio de lo anterior, se espera que el suministro de GNL aumente en el futuro, en cuanto éste tiene una importancia estratégica para Europa debido a los conflictos de suministro con Rusia, su principal proveedor de gas natural, el cual satisface un 40% de la demanda total[10].

---

[6] SAHUN, El Abastecimiento, cit. nota n. 4.
[7] EUROGAS, Annual, cit. nota n. 3.
[8] EUROPEAN REGULATOR'S GROUP FOR ELECTRICITY AND GAS, *ERGEG study on congestion management procedures & antihoarding mechanisms in the European LNG terminals congestion CEER,* Noviembre 15, 2010, <En World Wide Web: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Gas/2010/E09-LNG-11-03_CMP%20in%20LNG_final%2016.11.2010.pdf> [visitado 7/12/2010], p. 6.
[9] Ibídem.
[10] Algunas proyecciones señalan que para el año 2020 Rusia seguirá siendo el mayor proveedor de gas natural de Europa con un 35,8%. Rusia abastece por medio de gasoductos a países del centro y del este de la Unión Europea. Los países del oeste y del sur se abastecen principalmente por medio de GNL. SAHUN, El Abastecimiento, cit. nota n. 4, p.13.

El mercado europeo se ha visto afectado por los problemas entre Rusia y Ucrania en la llamada guerra por el gas, la que tiene su origen en el año 2006 cuando conflictos entre ambos países generaron que la empresa estatal rusa de gas, Gazprom, cortara el suministro a uno de los gasoductos que abastecía a Ucrania. Este corte afectó a gasoductos que alimentaban al resto de Europa. Si bien este conflicto fue solucionado, situaciones similares se han producido hasta la fecha, develando la fragilidad del suministro de gas europeo[11].

Como señalamos previamente, en este escenario la demanda por GNL ha adquirido relevancia estratégica, lo que ha llevado a un aumento en la capacidad de importar gas natural GNL de 36 mtpa (millones de toneladas por año) en 1999 a 91 mtpa en el 2009[12].

El desarrollo de este mercado tiene como actor principal a España, el cual tiene un tercio de la capacidad de importación de GNL en el continente. Por su parte, Grecia y Portugal han iniciado su ingreso a la industria pero con un desarrollo lento y enfocado en el largo plazo, a diferencia de Italia, país que podría convertirse en corto tiempo en una figura importante en la importación de este combustible.

Como veremos a continuación, los proyectos de GNL se han extendido en Europa, existiendo proyectos en construcción o planificación en un gran número de los Estados miembros de la Unión Europea.

Finalmente, Europa posee una red de transmisión[13] controlada por la *European Network of Transmission System Operators for Gas*[14], organismo creado por el tercer paquete legislativo –el cual mencionaremos a lo largo de este capitulo— cuyo objetivo principal es velar por el desarrollo de la red.

[11] El conflicto del año 2006 fue solucionado por un acuerdo; sin embargo, en el año 2007 Gazprom amenazó nuevamente con reducir el gas a Ucrania por incumplimiento de ciertos pagos, lo que llevó a una nueva crisis de abastecimiento de gas en Europa. En octubre de ese año se firmó un nuevo acuerdo con Rusia para solucionar el conflicto. A mediados de octubre de 2008 se firmó un protocolo de acuerdo entre Moscú y Kiev para pasar gradualmente a precios de mercado con el objeto de mejorar la relación entre ambos países, luego de que en marzo de ese año Gazprom redujera a la mitad las entregas de gas a Ucrania. Un nuevo enfrentamiento entre ambos gobiernos se produjo el 1 de enero del 2009, cuando Gazprom anunció que el abastecimiento de gas a Ucrania había sido interrumpido. Gracias a la firma de un convenio entre la Unión Europea y Rusia para reanudar el suministro de gas a Europa, el cual fue rubricado por Ucrania doce días después del corte, se reinició el suministro a los consumidores europeos. Cronología del conflicto entre Rusia y Ucrania. <En World Wide Web: http://www.rtve.es/noticias/20090104/guerra-del-gas-cronologia-del-conflicto-entre-rusia-ucrania/215546.shtml> [visitado [20/11/2010].

[12] RUESTER, Recent Dynamics cit. nota n. 2, p. 25.

[13] Mapa de la red Europea de gas <En World Wide Web: http://ec.europa.eu/ energy/international/russia/doc/2009_the_european_natural_gas_network.pdf> [visitado el 20/11/2010].

[14] Portal European Network of Transmission System Operators for Gas <En World Wide Web: http://ec.europa.eu/energy/international/russia/doc/2009_the_european_natural_gas_network.pdf> [visitado el 20/11/2010].

b. Terminales de GNL[15]

A continuación enumeraremos los terminales en operación, en construcción y proyectados en la UE:

1. *Italia:* Tiene dos terminales en operación, el terminal Panigaglia LNG que inició operaciones en 1971[16] y el terminal Adriatic (Rovigo) LNG que inició operaciones el año 2004[17]. Asimismo tiene 2 terminales en construcción, los terminales Livorno LNG y Brindisi LNG; y 5 terminales proyectados Gioia Tauro (Medgas) LNG, Porto Empedocle LNG, Priolo (Augusta) LNG Terminal, Rosignano LNG Terminal y Trieste LNG Terminal.

2. *España:* Posee seis terminales en operación, el terminal Barcelona LNG que inició operaciones en 1969; el terminal Huelva LNG que inició operaciones en 1988; el terminal Cartagena LNG que inició sus operaciones en 1989; el terminal Bahía Bizkaia que inició sus operaciones en 2003; el terminal Sagunto LNG que inició operaciones en el 2006 y el terminal de Mugardos que inició operaciones en el 2007. Actualmente están en construcción el terminal El Musel LNG, el terminal Tenerife LNG y el terminal de Gran Canaria.

3. *Reino Unido:* Cuenta con cuatro terminales en operación; el terminal Dragon LNG que inició operaciones en el 2009; el terminal Isle of Grain LNG que inició operaciones en el 2005; el terminal South Hook LNG que inició operación es 2008; y el terminal The Teeside Gasport Facility (el cual es un muelle regasificador) que entró en operaciones el año 2007. Se encuentra proyectada la construcción de cuatro terminales: Canvey LNG, Amlwch LNG, Norsea Oil Terminal LNG, Gateway LNG y Port Meridian LNG.

4. *Francia:* Existen tres terminales en operación, el terminal Fos Tonkin LNG que inició operaciones en 1972; el terminal Montoir de Bretagne LNG que inició operaciones en 1980 y el terminal Fos Cavaou LNG que inició sus operaciones en el 2010. Además se encuentra en construcción el terminal Fos Faster y proyectados terminales en Dukerke y Antifer.

5. *Grecia:* Cuenta con un terminal en operación Revithoussa LNG[18], que inició sus operaciones el 2006.

---

[15] King and Spalding. LNG in Europe An Overview of European Import Terminals. <En World Wide Web: http://www.kslaw.com/library/pdf/LNG_in_Europe.pdf> [visitado el 20/11/2010].

[16] La empresa dueña de este terminal es GNL Italia S.p.A., que a su vez es propiedad de Snam Rete Gas S.p.A. El suministro de GNL proviene de Argelia.

[17] La empresa dueña de este terminal es Terminale GNL Adriatico Srl, la cual está compuesta por los siguientes accionistas: Qatar Petroleum (45%), Exxon-Mobil y Edison Gas (10%). El suministro de GNL proviene de Qatar.

[18] El propietario del terminal es DEPA (Público). Su accionistas son Hellenic Petroleum S.A. (35%) y el Estado Griego (65%). Recibe sus suministros desde Argelia.

6. *Portugal:* Cuenta con un terminal en operación, el terminal Sines LNG[19], el cual inició sus funciones en el año 2003.

7. *Bélgica:* Actualmente se encuentra en operación el terminal Zeebrugge LNG, que inició operaciones en 1987.

8. *Alemania:* Se encuentra proyectada la construcción del terminal Wilhelmshaven LNG.

9. *Holanda:* Actualmente está en construcción el terminal Gate LNG y está en estudio el terminal LionGas LNG.

10. *Suecia:* Se encuentra en construcción el terminal Brunnsviksholme LNG.

11. *Irlanda del sur:* Se encuentra en planificación el terminal Shannon LNG.

12. *Polonia:* Se encuentra en planificación el terminal Swinoujscie LNG.

13. *Chipre:* Se encuentra en planificación el terminal Vasiliko LNG.

3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL

Desde la década de los 80, la Unión Europea ha buscado establecer un mercado único o interior de la energía, con el objetivo principal de mejorar la competitividad de la industria europea; en el entendido que una mayor competitividad acarreará una caída en los precios de la energía sin sacrificar las condiciones de seguridad de suministro y calidad de servicio.

La creación de este mercado único o interior, sin embargo, no se centra en construir un mercado de la energía con un único precio para todos los Estados miembros. Lo que se busca en una primera etapa, es la integración física de los mercados regionales de energía existentes en Europa por los que circule libremente el gas y la electricidad.

Para lograr dicho fin, la Unión Europea ha establecido paulatinamente principios normativos mínimos que, permitiendo la mantención de las particularidades de cada Estado, contribuyan a homogeneizar el funcionamiento, organización y la apertura a la competencia de los mercados internos[20].

[19] Su dueño es Galp Atléntico, cuyos accionistas son: El Gobierno Portugués (17%), Parpublica – Participacoes Publicas (SEPS) S.A. (12%), REN – Rede Electrica Nacional S.A. (18%), Eni Portugal Investment S.p.A. (33 %), Amorin Energia B.V.(13 %), Iberdrola (4%), Gaxia Geral de Depositos (1%) y Setgas (0,04%). Recibe sus suministros principalmente desde Nigeria pero también de otros países como Argelia, Oman y Qatar.

[20] GARCÍA,Yolanda. *El mercado interior de la energía en la Unión Europea: Estado actual del proceso y el reto de la ampliación europea*. p. 17. <En World Wide Web: http://altea.daea.ua.es/ochorem/comunicaciones/MESA4COM/GarciaMezquita.pdf> [visitado el 20/11/2010].

Dichos principios normativos han sido incorporados mediante "paquetes legislativos" que se componen por directivas, reglamentos y una serie de normas de menor rango. Hasta la fecha se han dictado tres paquetes legislativos, los cuales describiremos a continuación.

Sin embargo, antes de dicha descripción, es necesario referirnos al tratamiento regulatorio que dichos paquetes le otorgan a los terminales de regasificación de GNL. En la normativa europea, a diferencia de la legislación estadounidense, los terminales de GNL son considerados instalaciones esenciales, en cuanto se estima que éstos comparten con los gasoductos ciertas características económicas que evitan que sean fácilmente duplicados por los respectivos competidores. Ante esta situación, los terminales deben ser regulados para evitar que su dueño ejerza un excesivo poder de mercado. Esta regulación se centra principalmente en la obligación de acceso a terceros y la autorización de tarifas.

Sin perjuicio de lo anterior, las directivas consideran la posibilidad de eximir a ciertos terminales de las obligaciones establecidas en la regulación (en un análisis caso a caso), existiendo en estos casos, un modelo de regulación similar al de los Estados Unidos[21].

a. Primer paquete legislativo (1998-2003)

El "Primer paquete legislativo relativo a la liberalización de los mercados de energía" está compuesto por la Directiva 98/30/CE. La Directiva 98/30/CE entró en vigor en 1998. Los Estados miembros tuvieron un plazo de 2 años para adaptar su legislación a la misma.

En términos generales, esta directiva introdujo cambios en la organización y funcionamiento del sector del gas natural, junto con un calendario de apertura progresiva del mercado del gas y la introducción al mismo de la competencia[22].

La directiva daba la posibilidad a los Estados miembros de introducir medidas de salvaguardia en caso de una crisis repentina del mercado de la energía, en el caso de estar en peligro la integridad y seguridad de las personas, de las instalaciones o de la red[23].

La directiva asimismo toma en cuenta las diferencias en el desarrollo de ciertas economías. Por esto, en caso de la existencia de mercados emergentes, de zonas geográficamente aisladas u condiciones comerciales regidas por contratos de compra garantizada (*take or pay*) a largo plazo, se pueden realizar excepciones a las obligaciones establecidas. Dichas excepciones deben tener un carácter temporal intentando perturbar lo menos posible el funcionamiento del mercado común[24].

---

[21] PRIETO, Rocío. *Study on congestion management procedures and antihoarding mechanisms in the European LNG terminals*. p. 5. <En World Wide Web: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_WORKSHOP/Stakeholder%20Fora/Madrid%20Fora/17supthsup%20Madrid%20Forum/MFO-17_LNG_CAM-CMP_100112.pdf> [visitado 20 /11/2010].

[22] GARCÍA, El mercado interior, cit. nota n. 20, p. 8.

[23] Ibídem.

[24] A esto podemos agregar que la directiva establece estándares mínimos de funcionamiento para todas las empresas de GNL. De acuerdo al artículo sexto, los estados miembros tendrán que asegurar que las empresas de GNL cumplirán con ciertos requisitos mínimos:

La Directiva 98/30/CE fue derogada en el año 2003 por la Directiva 2003/55/CE del segundo paquete legislativo.

b. Segundo paquete legislativo (2003-2009)

El segundo paquete legislativo está compuesto por la Directiva 2003/55/CE y el Reglamento 1775/2005. Los Estados miembros debían adoptar las medidas contenidas en la Directiva 2003/55/CE antes del 1 de julio de 2004[25].

El segundo paquete contiene las principales medidas de la Directiva 98/30/CE, profundizando en algunos aspectos sustanciales, el proceso de apertura del mercado gasista europeo. Este paquete es particularmente relevante por dos razones, una, porque sus regulaciones establecieron la apertura definitiva del mercado de gas natural[26] y dos, porque estas regulaciones son las que se están aplicando actualmente[27].

A continuación explicaremos las materias más relevantes establecidas en la directiva 2003/55/CE[28].

1. Acceso a terceros y autorización de tarifas. Bajo esta directiva, los terminales de GNL están sujetos a la obligación de otorgar acceso a terceros, bajo condiciones transparentes y no discriminatorias.
   Asimismo, el terminal está sujeto a la autorización de las tarifas y de las condiciones y términos de acceso establecidos por el regulador nacional[29].
   Sin perjuicio de lo anterior, bajo ciertas condiciones que se verán caso a caso, nuevos terminales de GNL o grandes aumentos de capacidad podrán ser eximidos de esta obligación[30] [31].
2. Integración vertical. La directiva crea la figura de los "gestores de red". Los Estados miembros deben designar o pedir a las compañías de gas natural

---

1. Deberán explotar, mantener y desarrollar, en condiciones económicamente aceptables, instalaciones seguras, fiables y eficaces, teniendo debidamente en cuenta el medio ambiente.
2. No deberán discriminar entre los usuarios de la red o categorías de usuarios de la red, en particular favoreciendo a sus empresas vinculadas.
3. Deberán proporcionar a cualquier otra empresa de conducción, de almacenamiento y/o de distribución, suficiente información para garantizar que el transporte y almacenamiento de gas natural pueda producirse en forma compatible con un funcionamiento seguro y eficaz de la red interconectada.
4. Deberán preservar el carácter confidencial de la información delicada a efectos comerciales de que tengan conocimiento en el desempeño de su actividad.

[25] GARCÍA, El mercado interior, cit. nota n. 20, p. 14.

[26] La Directiva 2003/55/CE fijó la apertura del mercado para todos los consumidores no domésticos a más tardar a partir del 1 de julio de 2004 y para los consumidores domésticos a partir del 1 de julio de 2007.

[27] Esto debido a que el tercer paquete legislativo deberá ser adoptado por los países a más tardar en marzo 2011.

[28] GARCÍA, El mercado interior, cit. nota n. 20, p. 14.

[29] *Gas Infrastructure Europe*, LNG discussion paper. p.5. <En World Wide Web: http://www.gie.eu.com/workshop/download/Microsoft%20Word%20-%20COM%20LNG%20doc%20for%20MF%20final.pdf> [visitado 20/11/2010].

[30] PRIETO, Study on congestion, cit. nota n. 21 p. 5.

[31] En Inglaterra todos los terminales están exentos. En España todos los terminales son regulados.

propietarias de instalaciones de distribución, transporte, almacenamiento o GNL que designen a uno o varios gestores de red de (1) distribución; (2) transporte; (3) almacenamiento o; (4) de GNL. El gestor de red de transporte y el de distribución deben ser totalmente independientes de las demás actividades no relacionadas con la red, al menos en lo referente a personalidad jurídica, organización y toma de decisiones. Esto no supone la separación de la propiedad de los activos de la empresa integrada verticalmente[32].

En el caso de los terminales exentos de la regulación de acceso a terceros, si existen obligaciones de desintegración legal[33].

Asimismo, la regulación señala que todas las empresas de gas deben llevar contabilidad separada para sus diferentes actividades.

Se introduce el derecho a acceso a la contabilidad de las empresas por parte de los Estados miembros o por cualquier autoridad competente que designen (incluidos los reguladores sectoriales)[34].

3. Autoridades reguladoras. Se establece la obligación de crear autoridades reguladoras nacionales independientes de los intereses de las empresas de gas[35].

Esta Directiva fue derogada por la Directiva 2009/73/CE del tercer paquete legislativo.

c. Tercer paquete legislativo (2009 en adelante)

El tercer paquete legislativo está compuesto por la Directiva 2009/73/CE y por el Reglamento 715/2009. La Directiva 2009/73/CE se encuentra actualmente vigente, pero no será obligatoria en los Estados miembros hasta marzo de 2011.

La Directiva 2009/73/CE derogó a la Directiva 2003/55/CE. Esta última inició la creación de un mercado interior del gas natural, al darle la posibilidad real de elección a todos los consumidores de la Unión Europea y al crear nuevas oportunidades comerciales, fomentando el comercio transfronterizo, con lo cual se lograron mejoras de la eficiencia, precios competitivos y un aumento en la calidad del servicio. Sin perjuicio de lo anterior, la Comisión Europea consideró que aún existen obstáculos para la venta de gas en condiciones de igualdad, sin discriminación ni desventaja de ningún tipo en la comunidad, por esta razón dictó el tercer paquete legislativo.

De esta forma el tercer paquete mantiene y profundiza las medidas establecidas en la directiva 2003/55/EC.

1. En materia de integración vertical, como veremos más adelante, va un paso más allá de los gestores de red y establece la posibilidad de desintegración patrimonial de las empresas de gas.

[32] GARCÍA, El mercado interior, cit. nota n.20, p.15.
[33] Gas, LNG Discussion, cit. nota n. 29, p. 5.
[34] GARCÍA, El mercado interior, cit. nota n.20, p.16.
[35] Ibídem.

2. En materia de acceso a terceros, mantiene la obligación de otorgar acceso y la autorización de tarifas y condiciones y términos de acceso, así como la posibilidad de eximirse de dichas obligaciones.
3. Esta directiva creó a la *European Agency for the Cooperation of Energy Regulators* (ACER), sobre la cual nos pronunciaremos más adelante.
4. Finalmente una última modificación relevante tiene relación con los reguladores nacionales, en cuanto esta normativa busca que los Estados miembros cuenten con una autoridad reguladora robusta. Para esto, la directiva establece los siguientes principios[36]:

    (1) *Única autoridad reguladora:* Cada Estado miembro debe designar una única autoridad regulatoria energética nacional (para gas y electricidad). Esta es una clara diferencia con la directiva anterior, dado que la misma permitía la designación de varias autoridades regulatorias energéticas.

    (2) *Independencia:* Los Estados miembros deben garantizar la independencia de la autoridad reguladora. Para estos efectos, el regulador debe ser establecido por ley y funcionalmente independiente de cualquier otro órgano público o privado y su personal debe actuar con independencia de cualquier interés de mercado. Asimismo se establecen criterios relativos al nombramiento y remoción del regulador.

    (3) *Objetivo general de la autoridad reguladora*: El objetivo principal de la autoridad será asegurar y promover un mercado interno de gas seguro, competitivo y ambientalmente sustentable, conforme a una serie de deberes establecidos en la directiva.

    (4) *Potestades de la autoridades*: Los Estados miembros tienen que asegurar que el regulador nacional contará con ciertas potestades que le permitan: (a) promulgar decisiones vinculantes para las empresas de gas natural; (b) efectuar investigaciones sobre el funcionamiento de los mercados del gas y decidir e imponer cualquier medida necesaria y proporcionada para promover la competencia efectiva y asegurar el adecuado funcionamiento del mercado; (c) recabar de las compañías de gas natural cualquier información pertinente para el desempeño de sus funciones; (d) imponer sanciones efectivas, proporcionadas y disuasorias a las compañías de gas natural que no cumplan las obligaciones impuestas por la directiva o por cualquier decisión pertinente jurídicamente vinculante de la autoridad reguladora o de la agencia, o proponer a un tribunal competente que imponga estas sanciones; y (e) los derechos de investigación adecuados y las competencias de mando pertinentes a efectos de la resolución de conflictos.

4. Entes reguladores

Como se señaló precedentemente, la regulación de la Unión Europea en materia de gas natural tiene por objetivo la creación de un mercado único de gas natural.

[36] Artículo 39.

Para entender dicha regulación es necesario señalar que no hay un único regulador a nivel europeo y que cada política pública es influenciada por una serie de órganos de ejecución con intereses y objetivos diferentes.

A continuación, describiremos algunas de las instituciones europeas responsables de la regulación del mercado del gas natural, así como organismos asociados específicamente al mercado de gas natural[37].

a. Instituciones Europeas a cargo de la regulación

1. *Comisión Europea*. La Comisión representa a la rama ejecutiva del poder comunitario y es la garante del cumplimiento del derecho de la Unión, ejecuta el presupuesto y las políticas comunes, representa a la Unión en su conjunto y promueve y defiende el interés general europeo y el método comunitario. Responde políticamente ante el Parlamento Europeo[38]. La Comisión ostenta el monopolio de la iniciativa legislativa, para lo cual puede dictar diferentes tipos de regulación[39]: reglamentos; directivas; decisiones y recomendaciones.
   Como señalamos previamente, la regulación del gas está principalmente conformada por directivas y reglamentos. El reglamento tiene un alcance general y es directamente aplicable a los Estados miembros, vinculando a los ciudadanos de la Unión y a las autoridades nacionales, incluido el poder judicial. La directiva, por su parte, vincula al Estado o a los Estados destinatarios en el objetivo fijado por la misma, reservándoles sin embargo la elección de los medios más aptos para alcanzarlo. La directiva, por tanto, debe ser transformada en legislación nacional, dejándole un espacio a los *stakeholders* nacionales para influenciar dicha regulación.

2. *Consejo de Ministros*. El Consejo es el principal órgano decisorio de la Unión Europea. Está formado por los ministros de los Estados miembros y es la única institución que representa directamente a los Estados miembros. Tiene la potestad de aceptar o rechazar las propuestas de la Comisión. Las decisiones son tomadas por mayoría, mayoría calificada o por unanimidad según la naturaleza de la misma.

3. *Parlamento Europeo*. El Parlamento es una institución constitucional que en la Unión Europea representa directamente a los ciudadanos de la Unión. Es elegido cada cinco años mediante sufragio universal directo y secreto por los ciudadanos europeos en las elecciones europeas[40]. El Parlamento es co-legislador en

[37]SPANJER, Aldo. *European gas regulation – a theoretical critique*, pp. 23 -25. <En World Wide Web: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1438657# > [visitado el 20/11/2010].
[38] Portal de la Comisión Europea <En World Wide Web: http://ec.europa.eu/about/index_es.htm> [visitado el 20/11/2010].
[39] Artículo 288 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea. Las decisiones se refieren a asuntos específicos y son obligatorias sólo para aquellos señalados en la misma decisión. Sus destinatarios pueden ser los estados miembros, empresas o personas. Las recomendaciones u opiniones no tienen un efecto obligatorio.
[40] Portal del Parlamento Europeo <En World Wide Web: http://www.europarl.europa.eu> [visitado el 20/11/2010].

igualdad de condiciones con el Consejo, por lo que puede aceptar, rechazar o modificar la regulación europea. Asimismo puede exigir a la Comisión que le envíe propuestas legislativas.

4. *Corte de Justicia.* La Corte interpreta la regulación comunitaria y dirime las controversias que surjan de la interpretación de tratados o de otras regulaciones relacionadas. La regulación comunitaria es superior a la legislación nacional, por lo que la Corte puede invalidar las decisiones de los tribunales nacionales y gobiernos. Puede asimismo multar a aquellos países que no cumplen con las obligaciones establecidas en la regulación comunitaria.

b. Organizaciones asociadas al mercado de gas natural

A continuación describiremos brevemente a aquellas organizaciones asociadas al mercado de gas natural que, aún cuando no tienen potestad normativa, influyen en la regulación de la Unión Europea, en cuanto ésta normalmente contiene largos períodos consultivos en los cuales participan.

1. *European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG)*[41]. Este organismo es el grupo asesor formal de la Comisión en temas relativos al mercado interno de la energía. Fue creado en el 2003 y está compuesto por los reguladores nacionales de energía de los 27 Estados miembros de la Unión. Su rol es aconsejar y asistir a la Comisión para asegurar la creación y el funcionamiento del mercado interno de energía en Europa. Para esto consulta, coordina y coopera en la aplicación de la normativa de la UE en todos los Estados miembros. El ERGEG no tiene facultades normativas.

2. *Council of European Energy Regulators (CEER)*[42]. Este organismo es una institución sin fines de lucro, en la cual los reguladores europeos de electricidad y gas voluntariamente cooperan para proteger los intereses del consumidor y para facilitar la creación de un mercado interno europeo competitivo y sustentable. El CEER funciona como un órgano preparatorio de la ERGEG.

3. *European Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)*[43]. ACER, a diferencia de los otros organismos, no sólo tiene funciones consultivas sino que posee además facultades decisorias. Esta agencia fue creada por el tercer paquete legislativo[44] y entrará en funciones en marzo de 2011[45].

---

[41] Portal de Council of European Energy Regulators. <En World Wide Web: http://www.energy-regulators.eu/> [visitado el 20/11/2010].
[42] Ibídem.
[43] Portal European Commission. <En World Wide Web: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/acer/acer_en.htm> [visitado el 20/11/2010].
[44] Se encuentra establecida y regulada en el Reglamento 713/2009/CE.
[45] AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS 2011. *Work Programme*. <En World Wide Web: http://www.energy-regulator.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/The_Agency/Work_programme/ACER%20Work%20Programme%202011.pdf> [visitado el 20/11/2010].

ACER es una agencia de la Unión Europea cuyas funciones son aconsejar a las instituciones europeas en materias relativas a la energía; complementar y coordinar el trabajo de los reguladores nacionales en sus respectivos Estados miembros; y monitorear y reportar el desarrollo del mercado Europeo de energía.

Para el cumplimiento de sus funciones, ACER tendrá la facultad de: (1) dictar directrices para la aplicación de las regulaciones del tercer paquete legislativo cuando sea solicitado por la autoridad reguladora nacional, en virtud de que ésta esté experimentando dificultades en su aplicación en relación a casos concretos; (2) pronunciarse sobre la conformidad de cualquier decisión tomada por una autoridad reguladora nacional con las regulaciones del tercer paquete legislativo; (3) otorgar su opinión respecto a los planes de desarrollo de redes europeas y redes nacionales, en especial en cuanto a su conformidad en la promoción del mercado interno de energía de la Unión Europea; (4) decidir sobre la asignación de capacidad entre países y sobre la gestión de la congestión de las redes de gas y eléctrica; (5) decidir sobre las exenciones de obligación de dar acceso a terceros que pueden otorgarse a nuevas infraestructuras, cuando su opinión sea solicitada por una autoridad reguladora nacional o cuando ésta no logre llegar a un acuerdo con los propietarios o gestores de dicha nueva infraestructura dentro de un lapso predefinido; (6) decidir sobre las exenciones a la obligación de dar acceso a terceros, cuando la infraestructura en cuestión esté situada en el territorio de más de un Estado miembro[46].

En el ejercicio de sus potestades de monitoreo, ACER supervisará los mercados interiores de la electricidad y el gas natural, en particular, los precios al por menor de la electricidad y el gas natural, el acceso a las redes, y el cumplimiento de los derechos de los consumidores. ACER publicará un informe anual sobre los resultados de sus actividades de supervisión, informe en el cual identificará cualquier posible obstáculo en el desarrollo de los mercados interiores de la electricidad y del gas natural. Al publicar su informe anual, ACER presentará al Parlamento y a la Comisión un dictamen sobre las medidas que pueden adoptarse para eliminar dichos obstáculos[47].

5. Autorizaciones de instalación de terminales

La UE no otorga ningún tipo de autorización para la instalación de terminales, como tampoco para almacenamiento y transporte de GNL. Dichas autorizaciones son otorgadas por los Estados miembros conforme a su regulación interna.

6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado

Los órganos administrativos y judiciales de la Unión Europea con competencia en materia de GNL y con competencia en el derecho de la competencia son los mismos: la Comisión Europea, la Corte de Primera Instancia y la Corte de Justicia.

[46] Artículo 7 apartado 7 del Reglamento 713/2009/CE.
[47] Artículo 11 del Reglamento 713/2009/CE.

Es importante notar que al interior de la Comisión Europea existen distintas divisiones administrativas denominadas direcciones generales. Una de ellas se encuentra encargada de la energía y otra de la competencia. Cada una de ellas responde ante un comisionado o miembro de la Comisión Europea encargado de los temas respectivos: el Director General de Energía y el Director General de la Competencia. Sin perjuicio de lo anterior, las decisiones se adoptan en la Comisión Europea y no en las direcciones generales.

7. Solución de controversias

A continuación nos referiremos a las normas sobre solución de controversias consagradas en las diferentes directivas de la Unión Europea. Cuando sea pertinente se distinguirá asimismo entre las normas relativas a controversias por decisiones del ente regulador y normas relativas a controversias entre particulares. Como consecuencia de este enfoque, no se mencionará jurisprudencia, en cuanto ésta será mencionada en cada país cuando corresponda.

a. Primer paquete legislativo

En términos generales, la primera directiva[48] establecía que los Estados miembros debían designar una autoridad competente encargada de resolver los conflictos que se generaran en el mercado nacional del gas. Dicha autoridad conocería, especialmente, de los conflictos relativos a las negociaciones dentro del mercado del gas natural y de la negativa de acceso a las instalaciones.

La directiva daba recomendaciones procedimentales en caso de conflictos relativos a negociaciones y denegación de acceso señalando que la respuesta del órgano regulador debía ser pronta. En efecto, se recomendaba que el órgano regulador se pronunciara respecto de las solicitudes que le fueran hechas en un plazo de 12 semanas desde su presentación.

Finalmente, la directiva señalaba que la presentación hecha ante el órgano regulador se entendía sin perjuicio del derecho a entablar recursos según el derecho comunitario.

b. Segundo paquete legislativo

La directiva 2033/55/CE ordena que los Estados miembros designen a uno o varios organismos competentes que cumplan la función de autoridades reguladoras, independientes de los demás actores del mercado del gas.

Dichas autoridades deben velar por la ausencia de discriminación, la autentica competencia y el funcionamiento eficaz del mercado. Dentro de las atribuciones de las autoridades reguladoras, la directiva contempla especialmente la fiscalización de las condiciones de acceso a las instalaciones de GNL y la aprobación de las tarifas de acceso o las metodologías para su cálculo[49].

[48] Artículo 21 y 25 de la Directiva 98/30/CE.
[49] Artículo 25 nº 1 de la Directiva 2003/55/CE.

A continuación mencionaremos las normas relativas a la solución de controversias establecidas en esta directiva.

i. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores

De acuerdo a la directiva, toda persona afectada que tenga el derecho a reclamar en contra de una decisión del órgano regulador relativa a las metodologías adoptadas o propuestas – cuando el órgano tenga la obligación de consultar al respecto– para la determinación de tarifas podrá presentar una reclamación.

La reclamación no tiene efecto suspensivo y debe presentarse dentro de un plazo de dos meses o en un plazo más breve según las disposiciones de los Estados miembros[50].

ii. Controversias entre particulares

Toda persona que tenga una reclamación en contra de un gestor de red de GNL relativa al acceso a las instalaciones, podrá dirigirse ante la autoridad reguladora nacional competente. Dicha autoridad deberá emitir una decisión dentro de los dos meses siguientes a la fecha de recepción de la reclamación. El plazo podrá prorrogarse por dos meses si la autoridad reguladora solicita información adicional[51].

La decisión de la autoridad reguladora nacional tendrá efecto vinculante a menos que sea revocada a raíz de un recurso.

c. Tercer paquete legislativo

i. Controversias relativas a decisiones del órgano regulador

A diferencia del segundo paquete legislativo, la directiva 2009/73/CE obliga a los Estados miembros a nombrar una única autoridad reguladora nacional del mercado del gas, sin perjuicio del nombramiento de autoridades reguladoras regionales[52].

La directiva 2009/73/CE repite en su artículo 41 número 12 las normas relativas a los reclamos sobre las metodologías adoptadas o propuestas para la determinación de tarifas establecidas en el segundo paquete legislativo.

El Reglamento (CE) Nº 713/2009, por su parte, establece un recurso en contra de las decisiones de ACER.

Conforme al artículo 7 del reglamento, ACER tiene la facultad de evaluar, basándose en elementos de hecho, la conformidad de cualquier decisión tomada por una autoridad

[50] Artículo 25 nº 6 de la Directiva 2003/55/CE.
[51] Artículo 25 nº 5 de la Directiva 2003/55/CE.
[52] Articulo 39 de la Directiva 2009/73/CE.

reguladora nacional con la directiva 2009/73/CE y el reglamento (CE) Nº 715/2009. ACER expresará su decisión a través de un dictamen.

Si dicho dictamen afecta a una persona natural o jurídica, incluidas las autoridades reguladoras nacionales, éstas podrán presentar un recurso ante la Sala de Recursos de ACER[53]. Tendrán dicha facultad incluso las personas afectadas que no sean destinatarias directas del dictamen impugnado.

Respecto al procedimiento, el reglamento dispone que el recurso se interpondrá fundadamente y por escrito ante ACER en el plazo de dos meses desde la fecha de notificación de la decisión al interesado o, a falta de notificación, desde su publicación. Si el recurso fuere admisible, la Sala de Recursos examinará si está fundado e invitará a las partes a que presenten observaciones sobre sus alegaciones o las de terceros. El recurso se fallará dentro de los dos meses siguientes a su interposición. El recurso presentado no tendrá efecto suspensivo, no obstante, la Sala de Recurso podrá suspender la aplicación de la decisión recurrida si considera que las circunstancias así lo requieren.

Las resoluciones de la Sala de Recursos o de ACER, cuando no proceda la intervención de la Sala, podrán impugnarse ante el Tribunal de Primera Instancia o ante la Corte de Justicia, de conformidad con el artículo 230 del Tratado de la Unión Europea[54].

En caso de que ACER se abstuviere de adoptar una decisión, podrá presentarse ante el Tribunal de Primera Instancia o ante la Corte de Justicia un recurso por omisión, con arreglo a lo dispuesto en el artículo 232 del Tratado de la Unión Europea.

ii. Controversias entre particulares

El artículo 41 número 11 de la directiva regula las reclamaciones en contra del gestor de red de GNL en forma similar al segundo paquete legislativo. La gran diferencia es que en el segundo paquete legislativo se establecían causales limitadas para reclamar; en la directiva 2009/73/CE no se establecen causales taxativas. Toda persona que tenga una reclamación en contra de un gestor de red de GNL relativa a sus obligaciones establecidas en la directiva podrá dirigirse ante la autoridad reguladora nacional competente. Dicha autoridad deberá emitir una decisión dentro de los dos meses siguientes a la fecha de recepción de la reclamación. El plazo podrá prorrogarse por dos meses si la autoridad reguladora solicita información adicional o con el consentimiento del solicitante.

8. Integración vertical

La legislación europea contempla algunas normas en materia de restricciones a la integración vertical entre empresas operadoras o propietarias de terminales de GNL y empresas cargadoras. No obstante, la regla general es que la integración vertical está permitida. Para conocer el panorama europeo en su correcta dimensión es necesario analizar primero las restricciones a la transmisión y distribución, y luego analizar las

[53] Articulo 19 apartado 1 del Reglamento (CE) Nº 713/2009.
[54] Articulo 20, apartado 1 del Reglamento (CE) Nº 713/2009.

restricciones específicas que existen en materia de terminales de GNL, pues estas últimas están definidas en función de las primeras.

a. Restricciones que aplican aguas abajo en materia de transmisión y distribución

El establecimiento de restricciones a la integración vertical de las empresas participantes en la cadena del gas, incluyendo el GNL, ha sido una constante preocupación para la UE desde el primer paquete legislativo y se ha mantenido hasta el tercer paquete.

i. Primer paquete legislativo

La regulación en materia de integración vertical fue más bien leve durante la vigencia de la Directiva 98/30/CE. Ella se centró en establecer obligaciones de transparencia para las empresas y en la obligación de las compañías de gas natural de llevar una contabilidad separada por actividad. En todo caso, el artículo 2° N° 20 de la Directiva definía "empresa verticalmente integrada" como "una compañía de gas natural que realice al menos dos de las actividades siguientes: producción, conducción, distribución, suministro o almacenamiento de gas natural", sin nombrar al GNL dentro de las alternativas.

ii. Segundo paquete legislativo

La Directiva 2003/55/CE reflejó en su momento la creciente preocupación de la Comisión Europea por el problema de la integración vertical y la necesidad de profundizar en su regulación. La integración vertical estaba afectando la competencia en los segmentos de transmisión y distribución. El considerando 10° de la Directiva señala expresamente que

> "[a] fin de garantizar un acceso eficaz y no discriminatorio a la red, es conveniente que las redes de transporte y las de distribución se gestionen a través de organismos jurídicamente separados"[55].

A diferencia de la Directiva anterior, la Directiva 2003/55/CE menciona al GNL en su definición de integración vertical. De acuerdo a dicho artículo, se entenderá por "empresa integrada verticalmente":

> [U]na compañía de gas natural o un grupo de empresas cuyas relaciones mutuas sean las definidas en el apartado 3 del artículo 3 del Reglamento N° 4064/89 del Consejo, de 21 de diciembre de 1989, sobre el control de las operaciones de concentración entre empresas, cuando la compañía o grupo de empresas realice al menos una de las actividades siguientes: transporte, distribución, GNL o almacenamiento, y al menos una de las actividades siguientes: producción o suministro de gas natural[56].

La Directiva obliga a todos los Estados miembros a designar o pedir a las compañías de gas natural propietarias de instalaciones de transporte, almacenamiento o GNL que designen uno o varios gestores de red en lo relativo a (1) distribución, (2) transporte, (3)

[55] Considerando 10 Directiva 2003/55/CE.
[56] Artículo 2 N° 20 Directiva 2003/55/CE.

almacenamiento y (4) GNL[57]. Enseguida, la Directiva establece una obligación de separación jurídica de los gestores de red de transporte y distribución.

De esta manera, si los gestores de redes de transporte forman parte de una empresa integrada verticalmente estos "deberá[n] ser independiente[s] de las de las demás actividades no relacionadas con el transporte, al menos en lo que se refiere a la persona jurídica, la organización y la toma de decisiones", sin llegar a exigirse propiedad separada de activos (artículo 9.1 de la Directiva). La misma obligación se establece en el artículo 13 a los gestores de redes de distribución.

iii. Tercer paquete legislativo

La Directiva 2009/73/CE regula exhaustivamente la situación de integración vertical de las empresas de gas. La motivación de esta nueva normativa radica en la conclusión que el sistema de separación establecido en la Directiva 2003/55/CE no logró separar las actividades de transmisión y distribución en los términos esperados[58]. La convicción regulatoria sigue siendo que la separación es esencial no sólo para fomentar la competencia en el sector, al evitar la discriminación de competidores, sino que también para lograr niveles de inversión óptimos en la infraestructura de gas[59].

La nueva Directiva plantea tres opciones a los Estados miembros para la separación de las redes de transmisión de manera efectiva[60]. La primera opción debe ser implementada por los Estados miembros a partir del 3 de marzo de 2012. En el caso de que los Estados miembros no deseen aplicar lo dispuesto en la primera opción a sus empresas verticalmente integradas deberán optar entre las dos opciones que se les plantean.

La primera opción supone la separación de la propiedad y exige que la empresas integradas verticalmente vendan forzadamente sus redes de transmisión[61]. Según este esquema, el propietario separado e independiente de la red de transmisión[62] deberá ser a su vez necesariamente el operador del sistema de transporte. De acuerdo al artículo 9.1.b de la

[57] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ESPAÑOLA. El sector, la regulación, y el suministro de gas natural, p.7. <En World Wide Web: www.cne.es/cne/doc/ConsumidoresCursosFormacion/cursoformacionsantiago2009/PDF5ModuloIIPto1.pdf> [visitado el 20/11/ 2010].

[58] "Las normas sobre separación jurídica y funcional contempladas en la Directiva 2003/55/CE no han llevado sin embargo a una separación efectiva de los gestores de redes". COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ESPAÑOLA. El sector, cit. nota. n. 57.

[59] "Sin una separación efectiva entre las redes y las actividades de producción y suministro existe un riesgo de discriminación, no solo en la explotación de la red sino también en lo que se refiere a los incentivos de las empresas integradas verticalmente para invertir adecuadamente en sus redes". COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ESPAÑOLA. El sector, cit. nota. n.57.

[60] GRÄTZ, Jonas. *Energy Relations with Russia and Gas Market Liberalization.* p.1. http://library.fes.de/pdf-files/ipg/ipg-2009-3/06_a_graetz_us.pdf [Visitado el 20/11/2010].

[61] Ibídem.

[62] El artículo 2 define red como: "cualesquiera redes de transporte o distribución, instalaciones de GNL o instalaciones de almacenamiento de las que sea propietaria o de cuya explotación se haga cargo una compañía de gas natural, incluido el gas almacenado en los gasoductos y sus instalaciones de servicios auxiliares, así como las de las empresas vinculadas necesarias para dar acceso al transporte, a la distribución y al GNL".

Directiva, la separación de propiedad implica que "una misma persona o personas no tengan derecho:

> 1. A ejercer el control, de manera directa o indirecta, sobre una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de producción o suministro, y a ejercer control, de manera directa o indirecta o a ejercer derechos en un gestor de la red de transporte o en una red de transporte, o
> 2. A ejercer control, de manera directa o indirecta, sobre un gestor de la red de transporte o una red de transporte y ejercer control, de manera directa o indirecta o a ejercer derechos en una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de producción o suministro".

La segunda opción es aquella denominada "ISO" (*Independent System Operator* u Operador del Sistema Independiente). Esta solución está regulada en el artículo 14 de la Directiva. Políticamente, ella fue resistida por la gran mayoría de los Estados miembros, por lo cual es poco probable su utilización[63]. Conforme a su contenido, los Estados miembros podrán exceptuarse de cumplir con la obligación de separación de propiedad, pero deberán designar un gestor de red independiente a propuesta del propietario de la red de transporte, el cual deberá ser aprobado por la Comisión[64].

En esta opción, los accionistas de la empresa verticalmente integrada pueden mantener la propiedad de los activos de transmisión pero cediendo el derecho de manejar y determinar la política de inversión de la empresa de transmisión. Los accionistas deben ceder la operación técnica y comercial de estos activos a un operador independiente. Al designar un gestor de red independiente del propietario de la red, se establecen ciertas obligaciones para este último:

> 1. Debe prestar toda la cooperación y apoyo necesarios para el desempeño de las funciones de gestor, incluida, especialmente, la aportación de toda la información que le pueda resultar útil.
> 3. Debe financiar las inversiones decididas por el gestor de red independiente y autorizadas por la autoridad reguladora. En caso que no las financie directamente, dará su consentimiento para que sean financiadas por cualquier parte interesada, incluido el gestor de red independiente.

[63] GRÄTZ, Energy Relations, cit. nota n. 60 p. 10.

[64] Dentro de las condiciones que se exigen al candidato, se encuentra cumplir con lo exigido por el artículo 9 apartado 1, letras b, c y d, los cuales señalan que los estados miembros garantizarán a partir del 3 de marzo de 2012 que (a) una misma persona o personas no tengan derecho: (i) a ejercer control, de manera directa o indirecta, sobre una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de producción o suministro, y a ejercer control, de manera directa o indirecta o a ejercer derechos en un gestor de la red de transporte o en una red de transporte, o; (ii) a ejercer control, de manera directa o indirecta, sobre un gestor de la red de transporte o una red de transporte ya ejercer control, de manera directa o indirecta o a ejercer derechos en una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de producción o suministro; (b) una misma persona o personas no tengan derecho a nombrar a los miembros del consejo de supervisión o del de administración o de los órganos que representen legalmente a la empresa, de un gestor de la red de transporte o una red de transporte, y, directa o indirectamente, a ejercer control o ejercer derechos en una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de producción o suministro; y (c) una misma persona no tenga derecho a ser miembro del consejo de supervisión, del de administración o de los órganos que representen legalmente a la empresa a la vez de una empresa que lleve a cabo cualquiera de las funciones de producción o suministro o de un gestor de la red de transporte o una red de transporte.

3. Debe también tomar las disposiciones oportunas para la cobertura de la responsabilidad derivada de los activos de red.

La tercera opción fue propuesta por Alemania y fue la que generó mayor polémica pues "otros países alegaban que aún no había demostrado funcionar en la práctica"[65]. En ella se establece un Gestor de Transporte Independiente, conocido por su sigla en inglés ITO (*Independent Transport Operator*). En un esquema no tan diverso al actualmente vigente bajo la Directiva 2003/55/CE, esta opción permite a las compañías retener la propiedad del sistema de transporte bajo la condición de que éste será manejado por un operador de transporte independiente[66]. La directiva señala en el Capítulo IV en extenso las exigencias que debe cumplir el gestor, el cual deberá ser certificado por la autoridad reguladora del Estado miembro.

b. Restricciones específicas a los terminales de GNL

En principio, los terminales de GNL no están sometidos a restricciones verticales, salvo a requisitos de contabilidad separada[67]. En nomenclatura de la legislación europea, los gestores de almacenamiento y redes de GNL no están sometidos a restricciones de separación legal ni funcional, pudiendo así desempeñarse también como suministradores y cargadores.

Sin perjuicio de lo anterior, la Directiva 2009/73/CE, establece que si un país decide optar por el sistema de gestores de red independiente en materia de transmisión, entonces sí surgen restricciones en materia de almacenamiento. De acuerdo al artículo 15 de la Directiva:

> Cuando se haya designado un gestor de red independiente, los propietarios de redes de transporte y los gestores de almacenamientos que formen parte de una empresa integrada verticalmente serán independientes de las demás actividades no relacionadas con el transporte, la distribución y el almacenamiento, al menos en lo que se refiere a la personalidad jurídica, la organización y la toma de decisiones.
> El presente artículo solo se aplicará a las instalaciones de almacenamiento que sean técnica y/o económicamente necesarias para dar un acceso eficiente a la red a fin de suministrar a los clientes con arreglo al artículo 33.

Esto no incluye los servicios de almacenamiento temporal necesarios para el proceso de regasificación del GNL, sino que solamente la parte del terminal de GNL usada para el almacenamiento (según definiciones del artículo 2 N° 9, 10, 11 de la Directiva)[68].

---

[65] DIARIO ENERGÍA. *Los 27 respaldan el acuerdo para liberalizar el mercado de gas y electricidad*. <En World Wide Web: www.cne.es/cne/doc/intervencion/pdta-gresol-261007.pdf> [visitado el 20 /11/2010].

[66] LENARČIČ Janez. *Debate on the Internal Energy Market.* <En World Wide Web: http://www.eu2008.si/en/News_and_Documents/Press_Releases/June/0617SVEZ_EP_int_energy_market.html> [visitado el 20/11/2010].

[67] COMISIÓN EUROPEA, *DG competition report on energy sector inquiry,* 10 de enero de 2007, N° 149, p. 56 y N° 903, p. 276, <En World Wide Web: http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/full_report_part1.pdf> y en http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/full_report_part3.pdf> [visitado el: 20/12/2010].

[68] COMISIÓN EUROPEA, *Commission staff working paper, Interpretative note on directive 2009/73/EC concerning common rules for the internal market in natural gas third-party access to storage facilities,* p. 5,

9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación

a. Primer paquete legislativo

i. Obligación de acceso

La Directiva 98/30/CE regulaba el acceso a los terminales de GNL en su capítulo VI titulado "acceso a la red", entendiendo por "red" a las instalaciones de GNL en virtud de las definiciones de su artículo 2 punto 12. Así, el artículo 14 de esta primera Directiva obligaba a los Estados miembros a adoptar sistemas de acceso ofreciendo las siguientes alternativas: optar por acceso negociado o acceso regulado, o por ambos, según se explica a continuación.

ii. Mecanismos de acceso a terceros

Los artículos 15 y 16 del primer paquete legislativo establecían dos procedimientos de acceso de terceros al terminal de regasificación: el acceso negociado y el acceso regulado. El acceso negociado[69] consistía en la posibilidad de suscribir contratos de suministro[70] entre los clientes cualificados[71] y las compañías de gas, permitiendo el acceso a la red por medio de acuerdos comerciales voluntarios. La Directiva exigía que las negociaciones se hicieran de buena fe, debiendo los Estados miembros establecer medidas que garantizaran el cumplimiento de las obligaciones asumidas. Asimismo, los Estados miembros debían exigir a las empresas de gas la publicación anual de las principales condiciones de uso de las instalaciones de GNL.

Por su parte, el acceso regulado[72] consistía en un sistema que obligaba a los Estados miembros a dar a las empresas de gas y a los clientes cualificados derecho de acceso a la instalaciones de GNL según tarifas publicadas, fijando obligaciones y condiciones para su uso. De este modo, las tarifas y condiciones de acceso debían encontrarse establecidas con anterioridad[73]. Según lo indicado, los Estados miembros debían optar por uno de estos dos mecanismos o por ambos, según lo establecido en el articulo 14 de la Directiva 98/30/CE.

---

22 de enero de 2010, <En World Wide Web: http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/interpretative_notesdoc/implementation_notes/2010_01_21_third-party_access_to_storage_facilities.pdf> [visitado el 20/12/2010].

[69] Artículo 15 de la Directiva 98/30/CE.

[70] ALONSO, Alejandro. El derecho de acceso a las infraestructuras gasistas. p. 5 <En World Wide Web: www.ariae.org/pdf/.../AAS_%20El%20derecho%20de%20acceso.ppt> [visitado el 10/12/2010].

[71] La Directiva, en virtud del artículo 18 le entregaba la facultad a los estados miembros para especificar a los clientes cualificados, estableciendo como criterio que, son aquellos clientes situados dentro de su territorio que tengan capacidad jurídica para contratar o adquirir gas natural con arreglo a los artículos 15 y 16. No obstante, la normativa exigía que los estados miembros nombrarán como clientes cualificados a: las centrales productoras de electricidad alimentadas con gas, con independencia de su nivel de consumo anual y otros clientes finales que consuman más de 25 millones de metros cúbicos de gas al año calculados según el consumo de cada instalación.

[72] Artículo 16 de la Directiva 98/30/CE.

[73] ALONSO, El derecho, cit. nota. n. 70, p. 5.

iii. Negativa de acceso

El primer paquete legislativo establecía en su artículo 17 la posibilidad de denegar el acceso a las instalaciones de GNL cuando su capacidad técnica fuera insuficiente, cuando el acceso impidiera el cumplimiento de las obligaciones propias de un servicio público o por dificultades económicas o financieras graves relativas a contratos de compra garantizada (*take or pay*)[74].

iv. Exenciones de acceso a terceros

El artículo 25 de la Directiva regulaba el sistema de exenciones. De acuerdo a dicha norma, la empresa debía presentar ante la autoridad competente del Estado miembro una solicitud de exención temporal a la obligación de dar acceso a terceros a las instalaciones de GNL. Los Estados miembros podían determinar libremente si el momento de presentación de la solicitud de exención debía hacerse antes o después de denegar el acceso a un tercero.

Una vez presentada la solicitud, el punto 2 del artículo 25 de la Directiva establecía la obligación del Estado miembro de poner en conocimiento de la Comisión Europea la propuesta para conceder la exención a la obligación de dar acceso. Dentro de las cuatro semanas siguientes a la notificación, la Comisión Europea podía solicitar al Estado miembro o a la autoridad competente que modificara o revocara la concesión de la excepción.

Los criterios que tanto los Estados miembros, o sus órganos competentes, y la Comisión Europea debían considerar para conceder las exenciones, se encontraban estipulados en el articulo 25 punto 3 del primer paquete legislativo. Dichos criterios se mantuvieron dentro del segundo paquete legislativo y serán desarrollados más adelante en el presente trabajo.

b. Segundo paquete legislativo

i. Obligación de dar acceso

El acceso de terceros a los terminales de GNL se encuentra regulado en el Capítulo VI de la Directiva 2003/55/CE, titulado "Organización del acceso a las redes" y que corresponde a los artículos 18 y siguientes de dicho cuerpo legal[75]. Los servicios de descarga y regasificación se someten a acceso regulado de terceros, y los servicios de almacenamiento a acceso negociado o regulado, a elección de los países respectivos.

En efecto, el artículo 18.1 de la Directiva señala que los Estados miembros deberán garantizar la aplicación de un sistema de acceso regulado de terceros a las redes de gas, concepto que incluye las instalaciones de GNL. Dicho sistema, según lo dispone el mismo artículo, debe basarse en tarifas públicas aplicables a todos los clientes cualificados de los terminales de GNL de manera objetiva y no discriminatoria. Los Estados miembros tienen

[74] ALONSO, El derecho, cit. nota. n. 70, p. 6.
[75] Al respecto es necesario señalar que las instalaciones de GNL se incluyen dentro de la definición de "red" que hace la Directiva en su artículo 2 número 13.

la obligación de velar que las tarifas, o al menos la metodología utilizada para su cálculo, sean aprobadas por la autoridad reguladora competente antes de su entrada en vigencia. Por su parte, el artículo 19 de la Directiva dispone que el acceso al almacenamiento de GNL puede realizarse mediante un sistema de acceso negociado o regulado, pudiendo elegir los países libremente entre uno u otro.

ii. Mecanismos de acceso a terceros

A diferencia de las disposiciones del primer paquete legislativo, en el segundo paquete legislativo no se definen sistemas o procedimientos de acceso de terceros a los terminales de GNL. Tampoco la Directiva 2003/55/CE obliga a los Estados miembros a elegir entre sistemas preestablecidos de acceso de terceros, salvo en lo que se refiere a almacenamiento de GNL.

Así, la normativa europea consagra la obligación de los Estados miembros de implementar un sistema de acceso de terceros a los terminales de GNL[76], pero no elabora la forma de dichos sistemas. Al respecto, sólo establece exigencias relativas a la determinación y aplicación de tarifas en el sentido que éstas sean públicas, se apliquen de manera objetiva y no discriminatoria y que su monto, o la metodología utilizada para su cálculo, sean aprobadas con anterioridad a su implementación.

iii. Prestaciones que deben incluirse en los sistemas de acceso de terceros a los terminales de GNL

Si bien la Directiva 2003/55/CE no establece por sí misma mecanismos de acceso de terceros a los terminales de GNL, hace exigencias mínimas respecto a las tarifas de acceso. En este punto, ERGEG reconoce que existen una pluralidad de sistemas de acceso de terceros entre los distintos Estados miembros cuyo diseño se orienta a la promoción de la inversión en instalaciones de GNL y al fomento de la competencia en el mercado del gas[77].

Ante esta situación, el 7 de mayo de 2008 ERGEG presentó un instructivo de buenas prácticas en los sistemas de acceso de terceros a los terminales de GNL titulado *Guidelines for Good Third Party Access Practice for LNG System Operators*. Si bien las disposiciones de dicho texto no son obligatorias para los Estados miembros, ni es su objeto crear o restringir los derechos establecidos en la Directiva 2003/55/CE, son recomendaciones no vinculantes hechas en consideración a la naturaleza y objetivos de la regulación europea en materia de GNL (*soft law*).

Así, ERGEG hace recomendaciones respecto de los servicios que deben incluir los sistemas de acceso de terceros a los terminales de GNL. Dichos servicios se refieren al rol y responsabilidades de los operadores de las instalaciones de GNL, a las prestaciones mínimas que debe cumplir el operador del terminal al dar acceso a terceros y a los

[76] Articulo 18, punto 1 de la Directiva 2003/55/CE.
[77] ERGEG, *Guidelines for Good Third Party Access Practice for LNG System Opertators, An ERGEG conclusions paper*. Ref: E08-LNG-06-03, del 7 de mayo de 2008. <En World Wide Web: http://www.energy-regulators.eu>.

requerimientos necesarios para asegurar un apropiado acceso de terceros a los terminales de regasificación. A continuación revisaremos algunos aspectos de estas recomendaciones.

(1) Roles y responsabilidades de los operadores y usuarios de los sistemas de GNL

ERGEG hace recomendaciones sobre las obligaciones del operador del terminal de GNL respecto de los terceros que acceden a las instalaciones y de los requerimientos que el operador puede hacerle a los usuarios del terminal. ERGEG considera que son obligaciones del operador de las instalaciones de GNL las siguientes:

1. Mantener seguras y eficientes las instalaciones de GNL, con el respectivo cuidado al medio ambiente y, en especial, garantizar el servicio contratado y mantener la integridad del sistema.
2. Ofrecer a todos los eventuales usuarios toda la capacidad de las instalaciones de GNL que no se encuentren exentas de la obligación de dar acceso a terceros según las disposiciones de la Directiva 2003/55/CE. Dicha oferta debe hacerse en términos contractuales públicos y equivalentes y bajo condiciones acordes a la competencia y al comercio, según reglas transparentes de acceso dictadas por las autoridades nacionales competentes.
3. Ofrecer servicios que se ajusten a las necesidades del mercado considerando las capacidades técnicas de las instalaciones de GNL y la gestión de la congestión.
4. Entregar a los operadores de sistemas aguas abajo, la información necesaria en forma oportuna y con el detalle suficiente para asegurar que el transporte y almacenamiento del gas natural se realice de manera compatible con la seguridad y operatividad del sistema interconectado.
5. Hacer pública la información relevante, en especial los datos sobre el uso y la disponibilidad de los servicios en un lapso de tiempo compatible con las necesidades de un usuario de las instalaciones de GNL.
6. Mantener información confidencial bajo reserva. En los casos en que levante la reserva de la información relativa a las instalaciones de GNL, esto deberá hacerse de forma no discriminatoria, en especial respecto a empresas afiliadas.
7. Establecer e implementar reglas sobre el uso de los servicios ofrecidos orientadas a facilitar el uso competitivo y eficiente de las instalaciones de GNL, desincentivando el acaparamiento de las capacidades del terminal, maximizando el uso de las capacidades disponibles y ofreciendo las capacidades no utilizadas.
8. Implementar sistemas de información a los cuales los usuarios del terminal puedan acceder fácilmente.

Por otra parte, ERGEG considera que los operadores de las instalaciones de GNL podrán solicitar a los usuarios del terminal:

1. La entrega de la información necesaria para que el operador pueda cumplir con sus respectivas obligaciones según lo señalado en el contrato de acceso

y/o en la regulación del terminal.

2. Asegurar que el GNL descargado en las instalaciones de GNL cumpla con las especificaciones de calidad aplicables al terminal.
3. Aceptar el gas procesado por el terminal siempre y cuando se ajuste a las especificaciones contractuales, reglas técnicas y procedimientos.
4. Abstenerse de realizar acciones que distorsionen o eviten la competencia en los mercados de GNL, o de capacidad de los terminales (por ejemplo: retención de derechos de capacidad sobre el terminal).
5. Implementar sistemas de información que les permitan comunicarse con los operadores de las instalaciones de GNL.

ERGEG señala que pueden aplicarse sanciones en caso de que los operadores o usuarios de los terminales de GNL no cumplan con sus respectivas obligaciones.

(2) Servicios que necesariamente deben ofrecerse por el operador de sistemas de GNL al dar acceso a terceros.

Dentro de su instructivo no vinculante, ERGEG señala que los operadores de instalaciones de GNL deben ofrecer al mercado primario una serie de servicios, distinguiendo entre servicios que se ofrecen de manera conjunta o por paquetes, servicios que se ofrecen de manera individual, servicios que pueden ofrecerse tanto dentro de un paquete como de forma separada, servicios de corto y largo plazo y servicios sujetos a interrupción y de carácter continuo.

Así, un paquete de servicios estándar deberá contener, al menos, la capacidad temporal de almacenamiento y de regasificación requerida para retirar el cargamento. Dicha capacidad deberá ser definida tomando en cuenta las características del terminal de GNL, el medio ambiente, la regulación nacional aplicable y el tamaño del buque carguero.

Los servicios podrán ofrecerse individualmente siempre que haya disponibilidad en el terminal y ajustándose a los términos de la venta de paquetes de servicios. La oferta de servicios individuales no deberá actuar como barrera de entrada o como un obstáculo para el uso eficiente de la capacidad del terminal al reducir la oferta de servicios vendidos en paquete.

ERGEG señala que al menos los siguientes servicios pueden ser ofrecidos de manera individual o conjunta:

1. El cargamento de camiones de GNL.
2. Conversión del gas a una calidad determinada.
3. Enfriamiento de la nave.
4. Carga de la nave o transferencia de GNL entre naves.

Respecto de los servicios susceptibles de interrupción, éstos se ofrecerán siempre y cuando sean técnicamente viables según las características del terminal y si son solicitados por el mercado. La oferta de servicios susceptibles de interrupción no deberá reducir el número de servicios carácter continuo ofrecidos por el terminal.

Los servicios ofrecidos por el operador de las instalaciones de GNL y la normativa del terminal deberán ser desarrollados por medio de consultas a los usuarios y a los demás partícipes del mercado del gas y supervisados por las autoridades regulatorias nacionales. Tales consultas deberán ser publicadas, junto con toda información relevante, en sitios de internet. Las consultas públicas se realizarán sin perjuicio de las facultades de la autoridad nacional para determinar las condiciones de los servicios y la regulación aplicable al terminal.

Cualquier límite en los servicios ofrecidos basados en las restricciones técnicas de la infraestructura y en la eficiencia económica, deberá hacerse público y encontrarse debidamente fundamentado.

El operador de las instalaciones de GNL deberá utilizar plataformas electrónicas para entregar información adecuada a los usuarios del terminal y simplificar transacciones permitiendo reservar capacidad a corto plazo y transferir derechos de capacidad entre los usuarios por Internet.

(3) Otros requerimientos para asegurar un apropiado acceso de terceros a los sistemas de GNL

1. *Cooperación entre operadores del sistema interconectado.* El operador de las instalaciones de GNL deberá cooperar con los demás operadores para asegurar la interoperatividad entre los sistemas. Así, el operador deberá establecer procedimientos operacionales compatibles con el uso de los sistemas interconectados de gas y facilitar el acceso por medio de la cooperación con los operadores de los sistemas de transmisión. Al definir estos procedimientos será necesario contemplar la duración de los contratos, los requerimientos de calidad, los valores de tolerancia y cualquier otro elemento necesario para una eficiente operatividad y mantenimiento de la integridad del sistema.
   El operador también deberá coordinarse con los operadores de sistemas de transmisión interconectados para garantizar la sincronía y concordancia entre los procedimientos de suscripción de la capacidad de las instalaciones de GNL y la red de transporte. De este modo, se asegura la coherencia entre los acuerdos relativos a las instalaciones de GNL y los requerimientos de un sistema interconectado de transporte.

2. *Mantenimiento e interrupciones.* El operador de terminales GNL debe cooperar con los operadores de sistemas interconectados para realizar de manera coordinada trabajos de mantención en sus respectivas instalaciones con el objeto de minimizar cualquier interrupción del servicio que pueda perjudicar a los usuarios, asegurando beneficios equitativos respecto del acceso al suministro. Al menos una vez al año el operador de las instalaciones de GNL deberá publicar la programación de actividades de mantenimiento que pudieran implicar una perturbación a los usuarios y mantener dicha información disponible al público.

3. *Otros requerimientos operacionales*. ERGEG insta a los operadores de las instalaciones de GNL a cooperar entre ellos para facilitar el intercambio y la interoperabilidad entre los terminales europeos. Así, los operadores de terminales de GNL deberán implementar y publicar el programa de descargas del terminal. Este programa debe a lo menos señalar los plazos contractuales obligatorios para el uso del servicio y las reglas de prioridad en caso de conflictos entre los titulares de derechos de capacidad.
   El operador de las instalaciones de GNL tiene el deber de asegurar que el gas que procesa se ajusta los requerimientos establecidos en la normativa del terminal y se ajusta a las necesidades del sistema aguas abajo. Asimismo, debe asegurarse que la calidad de GNL recepcionado se ajusta a los requerimientos de las instalaciones de GNL.
   Al aceptar recepciones de GNL no programadas, los operadores deben velar por la no afectación de los derechos de otros usuarios del terminal. Los costos generados por dicha aceptación solo deben ser soportados por quien la originó. La aceptación en cuestión solo se hará si hay necesidad del servicio y los usuarios están dispuestos a pagar por él, lo cual se determinara por medio de consultas a los usuarios de las instalaciones.

Para garantizar procedimientos no discriminatorios para el acceso a las instalaciones de GNL, ERGEG señala que la normativa o códigos del terminal deberán tener los siguientes contenidos:

1. Establecer los procedimientos de aprobación de buques, los que deben basarse en recomendaciones profesionales.
2. Dar una descripción detallada de las condiciones de atraque y descarga.
3. Establecer un sistema estándar de servicio que permita definir si un determinado buque es compatible con las instalaciones de GNL.
4. Requerir que el operador de las instalaciones logre acuerdos con otros operadores de sistema de manera que las naves que ya fueron aceptadas en otros terminales no sean nuevamente evaluadas por otro terminal.
5. Establecer claramente las responsabilidades en caso de incidentes, las que deben ser balanceadas y recíprocas. La normativa relativa a la responsabilidad contractual y extracontractual debe considerar, con el necesario detalle, los daños directos e indirectos, los daños corporales y materiales, límites máximos de responsabilidad, la fuerza mayor, las consecuencias por el uso de gas de una calidad inadecuada, etc.

iv. Negativa de acceso

En el segundo paquete legislativo se mantienen los lineamientos del primer paquete legislativo respecto de la negativa de acceso de terceros a las instalaciones de GNL. De este modo, el artículo 21.1 de la Directiva 2003/55/CE estipula que:

> Las empresas de gas natural [entre las que se incluyen los terminales de GNL] podrán denegar el acceso a la red en caso de insuficiente capacidad o de que el acceso a la red fuera a impedirles cumplir las obligaciones de servicio público, mencionadas en el apartado 2 del

artículo 3, que se les hubieren asignado[78], o debido a dificultades económicas y financieras graves con contratos de compra garantizada (take-or-pay) atendiendo a los criterios y procedimientos del artículo 27 y a la opción elegida por los Estados miembros con arreglo al apartado 1 de dicho artículo. Tales denegaciones deberán estar debidamente motivadas.

v. Exención de la obligación de dar acceso a terceros a los terminales de GNL

La obligación de acceso a terceros contenida en el artículo 18 de la Directiva 2003/55/CE, posee tres excepciones, a saber:

1. Excepción a favor de las infraestructuras nuevas, contenida en el artículo 22.
2. Excepción a favor de compañías de gas natural en relación con compromisos de compra garantizada (*take or pay*), contenida en el artículo 27.
3. Excepción a favor de Estados miembros de la Unión Europea cuando éstos sean calificados como emergentes y aislados, contenida en el artículo 28.

(1) Excepción a favor de las infraestructuras nuevas, contenida en el artículo 22 de la Directiva

El artículo 22 de la Directiva del año 2003 permite que las agencias reguladoras nacionales concedan exenciones de la obligación de acceso a terceros[79] a las "grandes infraestructuras de gas nuevas", entendiendo por ellas "los interconectores entre Estados miembros, las instalaciones de GNL y de almacenamiento". La razón de fondo que subyace a esta disposición es el otorgamiento de incentivos para los inversionistas, al permitirles aprovechar al máximo los beneficios de un nuevo proyecto de infraestructura[80].

De acuerdo con el apartado 1 del artículo 22, una agencia reguladora nacional puede otorgar una exención si el proyecto en cuestión cumple con las siguientes condiciones:

1. La inversión debe favorecer la competencia en el suministro de gas y mejorar la seguridad del suministro.
2. El nivel de riesgo inherente a la inversión es tal que ésta no se llevaría a cabo de no concederse la exención.
3. La infraestructura será propiedad de una persona física o jurídica distinta, por lo menos en su personalidad jurídica, de la de los gestores de redes en cuyas redes vaya a construirse la infraestructura.

[78] El artículo 3 apartado 2 de la Directiva 2003/55/CE señala que los estados miembros podrán imponer a las compañías operadoras de gas obligaciones propias de un servicio público relativas a la seguridad (incluyéndose la seguridad del suministro), la regularidad, a la calidad y precio del suministro y a la protección del medio ambiente (incluyéndose la eficiencia energética y la protección del clima). Esta imposición se hace en aras del interés económico general y deben definirse de manera clara, transparente, no discriminatoria y controlable.

[79] El artículo 22 concede excepciones a las obligaciones de acceso a terceros contenidas en los artículos 18 (acceso de Terceros), 19 (acceso al Almacenamiento), 20 (acceso a las redes previas de gasoductos) y en los apartados 2, 3 y 4 del artículo 25 (autoridades reguladoras).

[80] T.D.O. VAN DER VIJVER, *Exemptions to Third Party Access for new infrastructures in the European Community gas sector*, 2007, p. 23. <En World Wide Web: http://www.nver.nl/documents/Scriptieprijs2008_NVER_VanderVijver.pdf> [visitado el 17/12/2010].

4. Se cobrarán cánones a sus usuarios.
5. La exención no irá en detrimento de la competencia ni del funcionamiento eficaz del mercado interior del gas, ni del funcionamiento eficaz de la red regulada a la que esté conectada la infraestructura.

Estas condiciones han sido interpretadas por la Comisión Europea en el documento *Note of DG Energy & Transport in Directives 2003/54-55 and Regulation 1228/*03[81] ("Nota Interpretativa"), del año 2004. A continuación se examinarán los aspectos centrales de dicha Nota Interpretativa.

En primer lugar, respecto a la determinación de los casos en que se debe entender que una infraestructura de gas es "grande", la Comisión utiliza el criterio de los costos que son transferidos a los clientes finales. Si el precio que pagan los clientes finales de la cadena del gas aumenta significativamente, entonces se presume que existen costos altos[82].

En segundo lugar, en relación con la condición número dos sobre riesgo inherente a la inversión, según la Nota Interpretativa, existen dos criterios que permiten determinar si un proyecto puede ser considerado de un riesgo tal que la inversión no se llevaría a cabo de no concederse la exención. Primero, la inversión debe implicar costos hundidos derivados del hecho que la infraestructura no pueda ser utilizada para propósitos diferentes al original. Segundo, los beneficios financieros proyectados de la infraestructura deben ser bajos o inciertos. En el caso de beneficios bajos, tal situación tiende a darse en mercados competitivos, es decir, mercados donde existen infraestructuras alternativas[83].

Respecto a beneficios inciertos, el estudio *Exemptions to Third Party Access for new infrastructures in the European Community gas sector*, del año 2007[84], concluye que ellos son inherentes a las infraestructuras de gas debido a que éstas son planeadas bajo ciertas condiciones de mercado imperantes en un momento determinado, tras el cual vienen los años en que demora la construcción de la infraestructura, tiempo en el cual las condiciones esperadas pueden variar y con ello los flujos financieros quedan sujetos a incertidumbre. Basado en los dos criterios anteriores y en las particularidades de la infraestructura gasífera,

---

[81] *NOTE OF DG ENERGY & TRANSPORT ON DIRECTIVES 2003/54-55 AND REGULATION 1228/03 IN THE ELECTRICITYAND GAS INTERNAL MARKET, Exemptions from certain provisions of the Third Access Regime*, 2004. <En World Wide Web: http://ec.europa.eu/energy/electricity/legislation/doc/notes_for_implementation_2004/exemptions_tpa_en.pdf > [visitado el 16/12/2010].

[82] Para mayor claridad, la Comisión ha estipulado una regla que simplifica el asunto: si el costo de capital de un proyecto excede de 10 euros por cliente conectado, entonces el proyecto debe ser considerado como una infraestructura "grande". Por ejemplo, si los costos del proyecto de infraestructura fuesen a ser transferidos a 20 millones de clientes conectados mediante un aumento en el precio que cada uno de ellos paga por el servicio, entonces, de acuerdo con la regla recién estipulada, el proyecto sería considerado grande si su costo total supera los 200 millones de euros. En todo caso, la Comisión admite que esta regla simplificadora no tiene por qué ser aplicada estrictamente, sino que en la práctica siempre el análisis debe tomar en cuenta las particularidades del proyecto en cuestión. *NOTE OF DG ENERGY,* cit. nota n. 81, p. 2.

[83] T.D.O. van der Vijver, *"Exemptions",* cit. nota n. 81, p. 24.

[84] T.D.O. van der Vijver, "*Exemptions",* cit. nota n. 81, p. 24.

el mismo estudio concluye que la mayor parte de la nueva infraestructura gasífera puede ser considerada como riesgosa[85].

Sin perjuicio de las condiciones establecidas por la Directiva, la Nota Interpretativa señala una condición adicional: las exenciones no deben ser aceptadas si es que de ellas resultaría la creación o reforzamiento de una posición dominante de mercado[86]. De acuerdo con ello, las exenciones pueden ser otorgadas en aquellos casos en que presumiblemente sea de esperar la construcción de una similar que pueda significarle competencia a la infraestructura que solicita la exención[87].

A continuación nos referiremos al procedimiento para otorgar la exención a la obligación de acceso a terceros contenida en el artículo 22. Si una empresa controladora de una infraestructura gasífera quiere beneficiarse de la exención a la obligación de acceso a terceros contenida en el artículo 22, debe presentar una solicitud de exención, total o parcial, ante la respectiva agencia reguladora nacional. La agencia deberá evaluar la solicitud y dictará una decisión razonada al respecto, la cual será notificada a la empresa solicitante y a la Comisión. En un plazo de dos meses a partir de la recepción de dicha notificación, la Comisión podrá requerir de la agencia reguladora nacional o del Estado miembro que se trate que modifique o anule la decisión de conceder una exención. En consecuencia, la decisión de exención tomada por la agencia reguladora nacional es directamente aplicable, salvo que la Comisión decida modificarla o anularla.

Para efectos de evaluar la aplicación de la exención del Art 22, ERGEG realizó dos encuestas a los reguladores nacionales, en los años 2007 y 2008 respectivamente, para conocer sus experiencias en la aplicación de las exenciones que concede el artículo 22.

En los documentos *European Regulators' Experience with Article 22 exemptions of Directive 2003/55/EC*[88] del año 2009 y *ERGEG Guidelines on Article 22 (Exemptions)*[89]

---

[85] T.D.O. van der Vijver, *"Exemptions",* cit. nota n. 80, p. 24.
[86] *NOTE OF DG ENERGY,* cit. nota n. 81,p. 1.
[87] Respecto a esto último, cabe notar los posibles efectos negativos que de ello se pueden derivar: en la Unión Europea hay muchas áreas donde no es económicamente viable la existencia de dos infraestructuras grandes de gas. De ello derivaría entonces que, como no existiría en esos lugares una segunda infraestructura grande gasífera por ser económicamente inviable, tampoco podría optar la primera (y única) infraestructura gasífera a la exención de acceso a terceros. Esto podría significar, en aquellos casos donde la exención es esencial para la factibilidad económica de la primera infraestructura, que ésta no fuese nunca desarrollada, y por ende, se estaría amenazando la misma seguridad de suministro, contradiciéndose la letra de la Nota Interpretativa con los efectos que su aplicación causaría. Además de ello, el que la Nota Interpretativa tenga como requisito para conceder una exención que presumiblemente sea de esperar la construcción de una infraestructura similar, puede ser considerado como inconsistente con el hecho que dichas infraestructuras son inherentemente riesgosas, de acuerdo a lo explicado anteriormente. T.D.O. VAN DER VIJVER, "Exemptions", cit. nota n. 80, p. 25.
[88] ERGEG*, European Regulators' Experience with Article 22 exemptions of Directive 2003/55/EC, 2009*. <En World Wide Web: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Gas/2009/E08-GIF-02-03_Experience-Art.%2022%2010-03-09.pdf> [visitado el 16/12/2010].
[89] ERGEG*, Guidelines on Article 22 (Exemptions), 2009*. <En World Wide Web:http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Guidelines

del año 2009 se analizan las respuestas de dichas encuestas. Al respecto, ambos documentos señalan como principales conclusiones de dichos análisis las siguientes:

1. Existe una importante divergencia en la forma en que los reguladores nacionales aplican las exenciones concedidas por el artículo 22, lo cual puede traer como efecto que los potenciales proyectos busquen instalarse en aquellos países donde la regulación les es más favorable (*forum shopping*).
2. Los reguladores nacionales, aplicando el artículo 22, han concedido demasiadas exenciones (hasta 2008 habían concedido todas las exenciones que se les habían solicitado, esto es 8[90]).

A partir de estas conclusiones ERGEG espera desarrollar un nuevo documento que sirva de guía para la interpretación que los reguladores nacionales hacen del artículo 22[91].

(2) Excepción en favor de compañías de gas natural en relación con compromisos de compra garantizada (take or pay) contenida en el artículo 27

El artículo 27 de la Directiva del año 2003 contiene una excepción a la obligación de acceso a terceros contenida en el artículo 18, la cual es descrita por la ley textualmente como sigue:

> Si una compañía de gas natural afronta o considera que va a afrontar dificultades económicas y financieras graves a causa de sus compromisos de compra garantizada (*take or pay)* adquiridos en virtud de uno o varios contratos de compra de gas, podrá solicitar al Estado miembro de que se trate, o a la autoridad competente designada, una excepción temporal a lo dispuesto en el artículo 18 [92].

Los criterios que según el mismo artículo deberán ser tomados en cuenta por el Estado miembro o la autoridad competente para otorgar dicha exención son los siguientes:

1. El objetivo de lograr un mercado competitivo del gas.
2. La necesidad de cumplir con las obligaciones de servicio público y garantizar la seguridad del suministro.
3. La posición de la compañía de gas natural en el mercado del gas y la situación real de la competencia en dicho mercado.
4. La gravedad de las dificultades económicas y financieras encontradas por empresas de gas natural, empresas de transporte o clientes cualificados.
5. Las fechas de firma y las condiciones del contrato o contratos de que se trate, incluida la medida en que permiten tener en cuenta la evolución del mercado.
6. Los esfuerzos realizados para encontrar una solución al problema.

%20of%20Good%20Practice/Gas/E07-GFG-31-07b_Art22_PC-Conclusions_2009-04-09.pdf> [visitado el 16/12/2010].

[90] ERGEG*, European Regulators' Experience*, cit. nota n. 88, p. 16.

[91] ERGEG*, European Regulators' Experience*, cit. nota n. 88, p. 16.

[92] "Se considerará en todo caso que no existen dificultades graves cuando las ventas de gas natural no desciendan por debajo de la cantidad mínima de entrega estipulada en un contrato de compra garantizada *(take-or-pay)* de gas o cuando dicho contrato pueda adaptarse, o bien cuando la compañía de gas natural pueda encontrar salidas alternativas" (Apartado 3, Artículo 27).

7. La medida en que la empresa, al aceptar los compromisos de compra garantizada (*take or pay*) en cuestión, haya podido prever razonablemente, teniendo en cuenta lo dispuesto en la presente Directiva, la probabilidad de que surgieran dificultades graves.
8. El nivel de conexión de la red con otras redes y su grado de interoperabilidad.
9. Las repercusiones que la concesión de una excepción tendría en la correcta aplicación de la presente Directiva por lo que se refiere al buen funcionamiento del mercado interior del gas natural.

A continuación nos referiremos al procedimiento para otorgar la exención a la obligación de acceso a terceros contenida en el artículo 27. Si una empresa de gas natural quiere beneficiarse de la exención a la obligación de acceso a terceros, contenida en el artículo 27, debe comenzar por presentar una solicitud de exención, ante el respectivo Estado miembro o la agencia reguladora nacional competente. Las solicitudes deberán ir acompañadas de toda la información pertinente relativa a la naturaleza y magnitud del problema y a los esfuerzos realizados por la compañía de gas natural para solucionar el problema. El Estado miembro, o la autoridad competente designada, notificará sin demora a la Comisión su decisión de conceder dicha excepción, junto con toda la información pertinente en relación con la misma. Dentro de las ocho semanas siguientes a la recepción de esta notificación, la Comisión podrá pedir al Estado miembro o a la autoridad competente designada de que se trate que modifiquen o revoquen la decisión de concesión de la excepción.

En el documento *Commission Staff Working Document on the decision C-17/03 of 7 June 2005 of the Court of Justice of the European Communities* del año 2006[93], se señala que la exención contenida en el artículo 27 nunca ha sido concedida[94].

(3) Excepción en favor de Estados miembros de la Unión Europea cuando éstos sean calificados como emergentes y aislados, contenida en el artículo 28

En general el artículo 28 de la Directiva del año 2003 contiene dos tipos de excepciones a la obligación de acceso a terceros contenida en el artículo 18. Una primera excepción, contenida en el apartado 2 del artículo 28, beneficia a los Estados miembros que cumplan los requisitos para ser considerados como mercados emergentes, y es descrita por la ley textualmente como sigue:

> Todo Estado miembro que reúna los requisitos para ser considerado mercado emergente y que, debido a la aplicación de la presente Directiva, experimente problemas importantes, podrá establecer excepciones al artículo 4, al artículo 7, a los apartados 1 y 2 del artículo 8, a los artículos 9 y 11, al apartado 5 del artículo 12, a los artículos 13, 17 y 18, al apartado 1 del artículo 23 o al artículo 24 de la presente Directiva. Dichas excepciones quedarán automáticamente sin efecto en el momento en que el Estado miembro deje de reunir los requisitos para ser considerado mercado emergente.

[93] COMISIÓN EUROPEA, *Commission Staff Working*, cit. nota n. 68, p. 5.
[94] No se encontró información que permitiese afirmar que dicha exención ha sido concedida después del año 2006.

Una segunda excepción, contenida en el apartado 4 del artículo 28, está contemplada para aquellos casos en que la aplicación de la Directiva del año 2003 pudiese causar problemas en una zona geográfica determinada. Esta excepción es descrita por la ley del siguiente modo:

> Si la aplicación de la presente Directiva pudiera causar problemas importantes en una zona geográficamente limitada de un Estado miembro, en particular por lo que se refiere al desarrollo de la infraestructura de transporte y a infraestructuras importantes de distribución, y con objeto de fomentar las inversiones, los Estados miembros podrán solicitar a la Comisión que establezca una excepción temporal al artículo 4, al artículo 7, a los apartados 1 y 2 del artículo 8, al artículo 9, al artículo 11, al apartado 5 del artículo 12, al artículo 13, al artículo 17, al artículo 18, al apartado 1 del artículo 23 o al artículo 24, con el fin de mejorar la situación en dicha zona.

Respecto a esta segunda excepción, los criterios que la Comisión deberá tener en cuenta para concederla son los siguientes:

1. La necesidad de efectuar inversiones en infraestructura que no serían rentables en un mercado competitivo.
2. El nivel y las perspectivas de amortización de las inversiones necesarias.
3. El tamaño y el grado de desarrollo de la red de gas en la zona de que se trate.
4. Las perspectivas de futuro del mercado de gas en cuestión.
5. Las dimensiones y características geográficas de la zona o región en cuestión, y factores socioeconómicos y demográficos.

En lo relativo a infraestructuras de GNL, la ley señala que sólo se podrán conceder excepciones cuando la zona no cuente con infraestructuras de gas o éstas sólo existan desde hace menos de diez años.

A continuación nos referiremos al procedimiento para otorgar las exenciones a la obligación de acceso a terceros contenidas en el artículo 28, apartados 2 y 4. Si un Estado miembro quiere beneficiarse de la exención a la obligación de acceso a terceros, contenida en el artículo 28 apartado 2, podrá establecer por sí mismo dicha excepción, sin necesidad de presentar una solicitud a la Comisión, siempre que reúna los requisitos para ser considerado mercado emergente y que debido a la aplicación de la presente Directiva experimente problemas importantes. Establecida dicha excepción, el Estado miembro deberá notificarla a la Comisión para su publicación.

Si un Estado miembro quiere beneficiarse de la exención temporal a la obligación de acceso a terceros contenida en el artículo 28 apartado 4, debe presentar una solicitud de exención a la Comisión. La Comisión informará a los Estados miembros acerca de las solicitudes presentadas en virtud del apartado 4 antes de tomar la decisión con arreglo a los criterios antes mencionados, respetando la debida confidencialidad. Dicha decisión se publicará en el Diario Oficial de la Unión Europea.

c. Tercer paquete legislativo

La Directiva 2009/73/CE, correspondiente al tercer paquete legislativo, se asemeja a la Directiva del segundo paquete legislativo en lo relativo al acceso de terceros a las instalaciones de GNL; la regulación de la denegación del acceso y la aplicación de excepciones a la obligación de acceso de terceros en el caso de infraestructuras nuevas y mercados emergentes.

La derogación del segundo paquete legislativo por el tercer paquete legislativo, entrará en vigencia el 03 de marzo de 2011[95].

i. Regulación que obliga a dar acceso a terceros

El artículo 32 de la Directiva 2009/73/CE consagra la obligación de los Estados miembros de garantizar la aplicación de un sistema de acceso de terceros a las instalaciones de GNL, incluyendo descarga, almacenamiento temporal y regasificación.

Al igual que lo establecido en la Directiva del segundo paquete legislativo, dicho sistema de acceso deberá basarse en tarifas públicas, aplicables a todos los clientes cualificados[96] de forma objetiva y no discriminatoria. Los Estados miembros deben velar por que dichas tarifas, o las metodologías aplicables para su cálculo, sean aprobadas por la autoridad reguladora y publicadas antes de su entrada en vigencia.

Por su parte, los servicios de almacenamiento pueden someterse a sistemas de acceso negociado o regulado, según elección de los países miembros al igual que en la directiva anterior.

El acceso de terceros puede estar sometido al ofrecimiento de garantías de solvencia adecuadas por parte de los usuarios. Sin embargo, dichas garantías no deben constituir barreras injustificadas de entrada al mercado, deben ser no discriminatorias, transparentes y proporcionadas[97].

ii. Mecanismos de acceso a terceros

Al igual que el segundo paquete legislativo, esta Directiva no define cuáles son los mecanismos de acceso de terceros a las instalaciones de GNL, ni obliga a los Estados miembros a optar entre sistemas de acceso preestablecidos.

iii. Prestaciones que deben incluirse en los sistemas de acceso de terceros a los terminales de GNL

[95] Artículo 53 de la Directiva 2009/73/CE.
[96] El Artículo 2 número 28 de la Directiva 2009/73/CE define cliente cualificado como "el cliente que tenga derecho a comprar gas al suministrador de su elección".
[97] Reglamento (CE) nº715/2009 artículo 15.

En este punto se aprecian las mayores diferencias con la normativa anterior, en virtud de lo estipulado en el Reglamento (CE) Nº 715/2009. En efecto, el Reglamento mejora la normativa de la Directiva respecto al acceso de terceros a las instalaciones de GNL[98], señalando en uno de sus títulos cuáles son los servicios que el operador de las instalaciones debe ofrecer a los usuarios y cómo debe realizarse dicha oferta. Al respecto, la normativa señala en su artículo 15 que:

1. Los gestores de la red de GNL deben ofrecer sus servicios de manera no discriminatoria a todos los usuarios de red que satisfagan la demanda de mercado. Cuando un gestor de red de GNL —esto es, un operador de terminales— ofrezca el mismo servicio a diferentes clientes, lo deberá hacer en condiciones contractuales equivalentes.
2. Los servicios ofrecidos deben ser compatibles con el uso de las redes de transporte de gas interconectadas y facilitarán el acceso mediante la cooperación con el gestor de la red de transporte.
3. Toda la información pertinente debe ser pública, en especial los datos sobre el uso y la disponibilidad de los servicios. La información debe estar disponible en un plazo compatible con las necesidades comerciales razonables de los usuarios de las instalaciones de GNL. Asimismo, la publicación de la información estará sujeta al control de las autoridades reguladoras nacionales.
4. Los contratos de las instalaciones de GNL no podrán dar lugar a tarifas arbitrarias.
5. Los servicios de acceso de terceros podrán condicionarse al ofrecimiento de garantías de solvencia adecuadas. Dichas garantías no podrán constituir barreras injustificadas para la entrada al mercado y deben ser no discriminatorias, transparentes y proporcionadas.
6. Los límites contractuales relativos a las dimensiones mínimas obligatorias de la capacidad de la instalación de GNL se justificarán por medio de limitaciones técnicas y permitirán que los usuarios más pequeños tengan acceso a los servicios de almacenamiento.

iv. Negativa de acceso

La Directiva 2009/73/CE establece en su artículo 35.1 las causales de denegación de acceso de terceros a las instalaciones de GNL. Los operadores de las instalaciones podrán denegar el acceso esencialmente en las mismas circunstancias que se establecen en la Directiva 2003/55/CE.

v. Exención de la obligación de dar acceso a terceros a los terminales de GNL

Al igual que en el caso de la normativa del segundo paquete legislativo, la Directiva 2009/73/CE contempla tres casos de excepciones a la obligación de dar acceso a terceros a los terminales de GNL, contemplada en el artículo 32:

[98] Considerandos 27 y 37 del Reglamento (CE) Nº 715/2009.

1. Excepción en favor de las infraestructuras nuevas, contenida en el artículo 36.
2. Excepción en favor de compañías de gas natural en relación con compromisos de compra garantizada (*take or pay*), contenida en el artículo 48.
3. Excepción en favor de Estados miembros de la Unión Europea cuando estos sean calificados como emergentes y aislados, contenida en el artículo 49.

(1) Excepción a favor de las infraestructuras nuevas

Las instalaciones nuevas de GNL o la ampliación de capacidades de instalaciones ya construidas, podrán, por un periodo determinado, quedar exentas de la obligación de dar acceso a terceros, previa solicitud al órgano competente y siempre que concurran los siguientes requisititos:

1. La inversión en cuestión debe reforzar la competencia en el suministro de gas y potenciar la seguridad del suministro.
2. El nivel de riesgo de la inversión debe ser tal que ésta no se desarrollaría de no concederse la exención.
3. La infraestructura debe ser propiedad de una persona física o jurídica distinta, al menos en su personalidad jurídica, de los gestores de redes en las cuales vaya a construirse.
4. Los cánones se cobran a los usuarios de la infraestructura.
5. La exención no debe ir en detrimento de la competencia o del funcionamiento efectivo del mercado interior del gas natural, ni tampoco del funcionamiento eficiente de la red regulada a la que está conectada la infraestructura.

La exención solicitada podrá referirse a la totalidad o parte de la capacidad de la nueva infraestructura o a la infraestructura existente cuya capacidad aumente de manera considerable[99].

Respecto del procedimiento para la concesión de la exención, la Directiva dispone que la autoridad reguladora ante la cual se presenta la solicitud deberá comunicar el hecho a la Comisión Europea, enviándole todos los antecedentes relativos al asunto. En especial, deberá informarse a la Comisión respecto de lo siguiente:

1. Razones detalladas en virtud de las cuales se concedió o rechazó la solicitud de exención.
2. Análisis respecto de los efectos que la exención puede tener en la competencia y en el funcionamiento eficaz del mercado interior del gas natural.
3. Los motivos por los cuales la exención se concedió durante un periodo de tiempo y respecto de una capacidad determinada.
4. La contribución de la infraestructura a la diversificación del suministro de

[99] Artículos 36 punto1 y 6 de la Directiva 2009/73/CE.

gas.

5. En el caso que la exención se refiera a un interconector, el resultado de la consulta con las autoridades reguladoras afectadas.

En un plazo de dos meses, la Comisión Europea deberá decidir si solicita a la autoridad reguladora que modifique o revoque su decisión. La decisión de la Comisión será cumplida por la autoridad reguladora en un plazo de un mes informando respecto de sus consecuencias.

La aprobación de una exención dejará de cumplir efecto en el plazo de dos años desde su adopción si para dicho plazo no se hubiere iniciado la construcción de la infraestructura. El plazo de exención se extenderá a cinco años si las instalaciones no estuvieran aún operativas, a menos que la Comisión decida que los retrasos obedecen a obstáculos que escapan del control de la persona a la que se ha concedido la exención[100].

(2) Excepción a favor de las compañías de gas natural, en relación con compromisos de compra garantizada (take or pay)

En caso de comprobarse la existencia de dificultades económicas y financieras graves con contratos de compra garantizada, el operador de las instalaciones de GNL podrá solicitar se le exima de la obligación de dar acceso a terceros al terminal.

El procedimiento que debe seguirse en caso de aplicar esta causal de negativa de acceso, se encuentra establecido en el artículo 49 de la Directiva 2009/73/CE y es similar al procedimiento establecido en la Directiva 2003/55/CE. Así, en caso que se decida conceder la excepción, el Estado miembro o la autoridad competente notificará la situación a la Comisión Europea. Dentro de las ocho semanas siguientes a la recepción de la notificación, la Comisión Europea podrá pedir al Estado miembro, o a la autoridad competente, que modifique o revoque su decisión de conceder la excepción[101].

Para decidir sobre las excepciones, el Estado miembro o la autoridad competente y la Comisión Europea deben tener en consideración los criterios enunciados en el artículo 48 apartado 3 de la Directiva 2009/73/CE. Dichos criterios son, tal como se consignan en la norma, los siguientes:

1. El objetivo de crear un mercado competitivo del gas.
2. La necesidad de cumplir con las obligaciones propias de un servicio público y garantizar la seguridad del suministro.
3. La posición de la compañía de gas natural en el mercado del gas y la situación real de la competencia en dicho mercado.
4. La gravedad de las dificultades económicas y financieras encontradas por empresas de gas natural, empresas de transporte o clientes cualificados.
5. Las fechas de firma y las condiciones del contrato o contratos de que se trate, incluida la medida en que permiten tener en cuenta la evolución del

[100] Artículos 36 punto 9 de la Directiva 2009/73/CE.
[101] Articulo 48 número 2 de la Directiva 2009/73/CE.

mercado.

6. Los esfuerzos realizados para encontrar una solución al problema.
7. La medida en que la empresa, al aceptar los compromisos de compra garantizada en cuestión, haya podido prever razonablemente, teniendo en cuenta lo dispuesto en la Directiva, la probabilidad de que surgieran dificultades graves.
8. El nivel de conexión de la red con otras redes y su grado de interoperabilidad.
9. Las repercusiones que la concesión de una excepción tendría en la correcta aplicación de la Directiva en lo que se refiere al buen funcionamiento del mercado interior del gas natural.

(3) Excepción a favor de Estados miembros de la Unión Europea cuando estos sean calificados como emergentes y aislados

Un Estado miembro que reúna los requisitos para ser considerado como emergente y experimente problemas importantes, podrá eximirse de la obligación de dar acceso a terceros a los terminales de GNL[102]. Estas exenciones quedarán inmediatamente sin efecto cuando el país ya no cumpla los requisitos para ser considerado emergente.

Será también procedente la exención a dicha obligación si su cumplimiento pudiera causar problemas importantes en una zona geográficamente limitada de un estado miembro, en particular respecto al desarrollo de la infraestructura de transporte y distribución[103].

Dicha solicitud deberá presentarse ante la Comisión Europea, la cual podrá concederla considerando los siguientes criterios[104]:

1. Necesidad de efectuar inversiones en infraestructuras que no serían rentables en un mercado competitivo.
2. El nivel y las perspectivas de amortización de las inversiones necesarias.
3. El tamaño y el grado de desarrollo de la red de gas en la zona de que se trate.
4. Las perspectivas de futuro del mercado de gas en cuestión.
5. Las dimensiones y características geográficas de la zona o región en cuestión y factores socioeconómicos y demográficos.

Respecto de las infraestructuras de gas distintas de la distribución, las excepciones solo se podrán conceder si la zona no cuenta con infraestructuras de gas o éstas solo existen desde hace menos de 10 años. La excepción temporal no podrá ser de más de 10 años a partir del primer suministro de gas en la zona.

[102] Artículo 49 punto 2 de la Directiva 2009/73/CE.
[103] Artículo 49 punto 3 de la Directiva 2009/73/CE.
[104] Artículo 49 punto 5 de la Directiva 2009/73/CE.

10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL

a. Primer paquete legislativo

La Directiva 98/30/CE no hace una descripción de las tarifas aplicables a las instalaciones de GNL, ni de los procesos para su determinación.

b. Segundo paquete legislativo

La Directiva 2003/55/CE hace hincapié en la importancia de que las autoridades reguladoras nacionales de los Estados miembros tengan un conjunto mínimo de competencias comunes. Dentro de dicho conjunto de competencias, la Directiva señala que debe incluirse, a lo menos, la capacidad para fijar o aprobar las tarifas de transporte, distribución y de acceso a las instalaciones de gas natural. En caso de no aprobar las tarifas, las autoridades reguladoras deben, como mínimo, aprobar la metodología de cálculo de dichas tarifas[105].

Asimismo, la Directiva señala que las tarifas no deben ser discriminatorias y deben calcularse tomando en consideración los costos de producción y los costos marginales evitados a largo plazo de la red, conforme a medidas de gestión de demanda[106].

Las tarifas o las metodologías que determinan su monto, se fijan según una propuesta del gestor o los gestores de las instalaciones de GNL o en función de una propuesta acordada entre estos últimos y los usuarios de las redes[107].

Los principios anteriormente señalados se encuentran consagrados en los considerandos de la Directiva 2003/55/CE y son implementados en sus artículos 18 y 25. En concordancia a lo establecido en su artículo 18, la Directiva señala que las autoridades reguladoras nacionales son competentes para aprobar las tarifas o la metodología de determinación de las tarifas de transporte y distribución del gas. Asimismo, deben permitir la realización de las inversiones necesarias en las redes asegurando su viabilidad[108].

Respecto a la determinación de las tarifas, ERGEG[109] hace diversas recomendaciones no vinculantes a los Estados miembros señalando que el régimen tarifario debería:

1. Contener una descripción detallada de sus objetivos y prioridades.
2. Reflejar los costos de producción.
3. Contener la metodología para el cálculo de las tarifas y utilidades de los operadores de las instalaciones de GNL.
4. En caso que la asignación de capacidad la haga el mercado, debe indicarse el

[105] Considerando 13, Directiva 2003/55/CE.
[106] Considerando 16, Directiva 2003/55/CE.
[107] Considerando 16, Directiva 2003/55/CE.
[108] Articulo 25, número 2, Directiva 2003/55/CE.
[109] ERGEG, *Guidelines for Good Third Party Access,* cit. nota. n.77.

destino de los ingresos adicionales provenientes de la congestión.
5. Definir a la autoridad competente para el establecimiento de tarifas y los procesos de revisión.
6. Dar indicaciones respecto a la publicación de las tarifas.

Asimismo, ERGEG señala que la estructura tarifaria de los operadores de instalaciones de GNL debe facilitar la comercialización eficiente e incentivar el uso eficiente del sistema. Señala también que la estructura tarifaría debe ser revisada de manera periódica y transparente, tomando en consideración los desarrollos del mercado y permitiendo un equilibrio entre el efectivo reflejo de los costos de producción en la tarifa y la necesidad del mercado de contar con tarifas estables. Finalmente, ERGEG recomienda que el sistema tarifario de los operadores contemple una adecuada diferenciación entre los cobros por capacidad y por productos básicos.

Por otra parte, ERGEG señala que los costos asociados a los ajustes de calidad del gas generados a partir del GNL y que son necesarios para cumplir las especificaciones de la red, deben ser pagados por los usuarios de estos servicios. Dicho cobro deberá tener en cuenta la inversión en equipos y el cálculo del probable uso de las instalaciones de conversión de calidad, junto con los contratos a largo plazo cuya suscripción es necesaria para el funcionamiento de la instalación.

Las sugerencias mencionadas fueron dadas por ERGEG por medio del instructivo titulado *Guidelines for Good Third Party Access Practice for LNG System Opertators. An ERGEG Conclusions Paper*, el cual no tiene efecto vinculante para los Estados miembros de la UE (*soft law*).

c. Tercer paquete legislativo

De manera similar a la normativa del segundo paquete legislativo, la Directiva 2009/73/CE y su Reglamento (CE) Nº 715/2009 obligan a los Estados miembros a fijar tarifas de acceso a las instalaciones de GNL, exigiendo que dichas tarifas sean públicas y aprobadas de manera previa por la autoridad reguladora nacional competente.

La Directiva obliga a los Estados miembros a aplicar un sistema de acceso de terceros a las instalaciones de GNL, el cual debe basarse en tarifas públicas, aplicables a todos los clientes cualificados de manera objetiva y no discriminatoria. Asimismo, establece la obligación de los Estados miembros de aprobar las tarifas o su metodología de cálculo antes de su entrada en vigencia[110].

Respecto a los operadores de red, la Directiva los obliga a establecer procedimientos públicos y tarifas transparentes para la conexión no discriminatoria a las instalaciones de GNL. Asimismo, establece que dichos procedimientos deben ser aprobados previamente por la autoridad reguladora competente[111].

[110] Articulo 32 número 1 de la Directiva 2009/73/CE.
[111] Articulo 23 número 1 de la Directiva 2009/73/CE.

Finalmente, y en concordancia a los señalado anteriormente, la Directiva establece cuáles deben ser las competencias de las autoridades reguladoras nacionales en materia de tarifas de acceso a los terminales de GNL. Así, los reguladores deben fijar o aprobar con la antelación suficiente las tarifas para el acceso de terminales de GNL. En caso de no aprobar directamente las tarifas, deben aprobar la metodología para su cálculo.

Según lo señalado en la normativa, las tarifas deben permitir realizar las inversiones necesarias en las instalaciones de GNL de manera que quede garantizada su viabilidad[112].

Por su parte, el Reglamento (CE) Nº 715/2009 dispone que las tarifas deben ser transparentes, debiendo además tener en cuenta las necesidades de integridad de la red y su mejora, reflejando los costos reales en que se hayan incurrido siempre y cuando dichos costos correspondan a un gestor eficiente y estructuralmente comparable. Las tarifas deben ser transparentes, deben incluir una rentabilidad adecuada a las inversiones y deben considerar la evaluación comparativa de tarifas hecha por la autoridad reguladora. Asimismo, el Reglamento establece que las tarifas deben aplicarse de manera no discriminatoria[113].

Al igual que la Directiva, el reglamento obliga a los gestores de las instalaciones de GNL o a las autoridades reguladoras competentes, a publicar información suficientemente detallada sobre el origen, metodología y estructura de las tarifas para el acceso a las infraestructuras.

11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC)

Las Directivas de la Unión Europea contemplan MGC compuestos por medidas dirigidas a facilitar la reventa en el mercado secundario y por medidas anti-acaparamiento. A continuación revisaremos ambos tipos de medidas.

a. Comercialización de la capacidad de los terminales de GNL en el mercado secundario

La posibilidad de comercializar los derechos de regasificación y almacenaje de los terminales de GNL es una forma de potenciar el uso eficiente de estas instalaciones esenciales dentro del mercado energético europeo. La regulación de esta facultad de los usuarios de las instalaciones de GNL ha variado a lo largo de los distintos paquetes legislativos europeos.

i. Primer paquete legislativo

La Directiva 98/30/CE no regulaba la comercialización de los derechos de capacidad de regasificación y almacenaje de los usuarios de las instalaciones de GNL.

[112] Artículo 41 número 6 de la Directiva 2009/73/CE.
[113] Reglamento (CE) Nº 715/2009, considerando 7 y título "Tarifas de acceso a la red" punto 1.

ii. Segundo paquete legislativo

La Directiva 2003/55/CE y el Reglamento (CE) Nº 1775/2005 no hacen mención a la comercialización de la capacidad de regasificación y almacenaje de los terminales de GNL.

El Reglamento, sin embargo, se refiere a la comercialización de derechos de capacidad al hablar de las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural. En este caso, es necesario que aquellas empresas que han adquirido derechos de capacidad puedan venderlos a otras empresas autorizadas con el fin de asegurar un nivel adecuado de liquidez en el mercado de capacidad. Así, la capacidad no utilizada puede volver al mercado dentro de un período determinado[114].

Estas normas no se aplican a los terminales de GNL sino que sólo a las redes de transporte.

iii. Tercer paquete legislativo

El Reglamento (CE) Nº 715/2009 entrega distintas definiciones respecto de la capacidad de los terminales de GNL. Así, la capacidad de una instalación de GNL se refiere a la capacidad de licuefacción de gas natural, de importación, de descarga, de prestación de servicios auxiliares, de almacenamiento temporal y regasificación[115]. La capacidad técnica se refiere a la máxima capacidad que puede ofrecer el terminal[116]; la capacidad contratada se refiere a la capacidad que el operador ha asignado a los usuarios del terminal en virtud de un contrato[117] y la capacidad disponible se refiere a la parte de la capacidad técnica que no se ha asignado y que se encuentra disponible en un momento dado[118]. Estas definiciones son dadas respecto de las redes de transporte de gas, siendo también aplicables a los terminales de GNL[119].

Respecto a la comercialización, el Reglamento contempla dos disposiciones cuya finalidad es el desarrollo del mercado secundario. En primer lugar, el artículo 17.3.b, dispone que:

> Los contratos relativos a instalaciones de almacenamiento y de GNL incluirán medidas para evitar el acaparamiento de capacidad, teniendo en cuenta los principios siguientes, que se aplicarán en los casos de congestión contractual: … b) los usuarios de instalaciones de almacenamiento y de GNL que deseen revender la capacidad contratada en el mercado secundario deberán tener derecho a hacerlo.

Enseguida, el artículo 22, cuyo título es "comercio de derechos de capacidad" establece que:

> Cada gestor de una red de transporte, almacenamiento y GNL adoptará todas las medidas razonables para permitir el libre intercambio de los derechos de capacidad y para facilitar este intercambio de forma transparente y no discriminatoria. Con este fin, establecerá

[114] Reglamento 1775/2005 del Parlamento Europeo, punto 16.
[115] Apartado 1 titulado "Definiciones", punto 24 del reglamento (CE) Nº 715/2009.
[116] Apartado 1 titulado "Definiciones", punto 18 del reglamento (CE) Nº 715/2009.
[117] Apartado 1 titulado "Definiciones", punto 19 del reglamento (CE) Nº 715/2009.
[118] Apartado 1titulado "Definiciones", punto 20 del reglamento (CE) Nº 715/2009.
[119] Apartado 1 titulado "Definiciones", párrafo final del reglamento (CE) Nº 715/2009.

> procedimientos y contratos armonizados de transporte, de instalaciones de GNL y de almacenamiento en el mercado primario para facilitar el intercambio de capacidad en el mercado secundario y reconocer la transferencia de los derechos de capacidad primarios que notifiquen los usuarios de la red. Estos contratos y procedimientos armonizados respecto a instalaciones de transporte, almacenamiento y GNL se notificarán a las autoridades reguladoras.

Así, a partir del 3 de marzo de 2011, fecha en que el tercer paquete legislativo debe ser adoptado en la legislación interna, los países miembros de la Unión Europea tendrán la obligación de permitir la venta e intercambio de este tipo de derechos.

b. Medidas anti-acaparamiento

Las medidas anti-acaparamiento varían entre los países miembros de la Unión Europea. Así, actualmente existen esencialmente tres distintas medidas anti-acaparamiento: mecanismos basados en el principio *use it or lose it* (UIOLI) *ex ante, ex post* y multas[120].

ERGEG en su estudio relativo a la gestión de congestión y a las medidas anti-acaparamiento define y explica estos distintos mecanismos:

1. Los mecanismos UIOLI *ex ante* implican que las capacidades de los terminales que no sean utilizadas podrán ser retenidas por su titular sólo durante un determinado plazo, después del cual esos derechos serán automáticamente reintegrados al mercado. Este sistema es aplicado por Francia, Alemania, Italia, Portugal, Grecia y Reino Unido[121].
2. Los mecanismos UIOLI *ex post* implican que el control sobre el uso de las capacidades del terminal de GNL se realiza después de su contratación. El uso de este mecanismo implica la determinación de una serie de objetivos que deben lograrse durante el uso del terminal, como por ejemplo el nivel y periodo de baja utilización, la cantidad de capacidad liberada y el momento en que dicha capacidad es liberada[122]. Este sistema es aplicado por Alemania, Francia, Italia y España[123].
3. Los mecanismos de aplicación de multas implican la imposición de sanciones por retener derechos de capacidad inutilizados. Este sistema requiere de notificaciones previas y garantía de los derechos de los usuarios de los terminales de GNL[124]. Este mecanismo es utilizado por Francia, Portugal, Italia, Grecia y España[125].

Uno de los problemas que se ha identificado respecto al uso de estos mecanismos dice relación con la naturaleza del mercado de GNL. En efecto, el GNL se transporta en barco

[120] ERGEG, Study on congestion management procedures cit. nota n. 8.
[121] PPT, *Congestion management in European LNG terminals*, PRIETO Rocío y ESNAULT Benoit, ERGEG y CEER, 18th Madrid Forum, September 2010.
[122] ERGEG, Study on congestion management procedures, cit. nota n. 8.
[123] PPT, *Congestion management*, cit. nota n. 121.
[124] PPT, *Congestion management*, cit. nota n. 121.
[125] PPT, *Congestion management*, cit. nota n. 121.

de manera que la programación de su suministro requiere de un gran esfuerzo logístico que, necesariamente, se concretiza en contratos de largo plazo.

Se ha señalado que técnicamente es problemático hacer uso inmediato de capacidades inutilizadas en los terminales de GNL, siendo a su vez sub-óptimo conceder a los usuarios de los terminales plazos demasiado cortos para que se vean obligados a comercializar sus derechos de capacidad. Esto es especialmente cierto para cargadores de tamaño mediano.

Sin embargo, a juicio de ERGEG dichos problemas operacionales no son insalvables, siendo necesario que los operadores de los terminales de GNL actúen de manera transparente sobre todo en lo concerniente a la planificación del uso del terminal, a la entrega de información respecto a la capacidad inutilizada y a la concesión de plazos de preaviso[126].

A nivel normativo, el tratamiento que el legislador europeo le ha dado a las medidas anti-acaparamiento ha variado a lo largo de los distintos paquetes legislativos.

i. Primer paquete legislativo

La Directiva 98/30/CE no implementa medidas anti-acaparamiento.

ii. Segundo paquete legislativo

La Directiva 2003/55/CE y su Reglamento (CE) Nº 1775/2005 no hacen referencia directa a medidas anti-acaparamiento. Sin embargo, el reglamento define "gestión de la congestión" como la gestión del conjunto de capacidades del gestor de red con el fin de aprovechar al máximo y de manera óptima la capacidad técnica detectando de manera anticipada los puntos de saturación y congestión futuros[127]. Asimismo, el reglamento distingue entre congestión física y contractual[128]:

1. Se habla de congestión física o técnica cuando la demanda excede la capacidad técnica del terminal de GNL, es decir cuando toda la capacidad del terminal se encuentra contratada, está siendo utilizada y existe demanda adicional que no puede ser físicamente satisfecha.
2. Se habla de congestión contractual cuando el nivel de la demanda de capacidad firme es superior a la capacidad técnica, es decir, corresponde al caso en que toda la capacidad del terminal fue contratada pero no es utilizada de manera completa existiendo aún demanda adicional que no es satisfecha por compromisos contractuales previos.

Por su parte, ERGEG hace una serie de recomendaciones no vinculantes a los Estados miembros por medio de un instructivo llamado *Guidelines for Good Third Party Access Practice for LNG System Operators*, el cual ya fue citado anteriormente. En dicho

[126] ERGEG, Study on congestion management procedures cit. nota n. 8.
[127] Articulo 2 número 5 del reglamento (CE) Nº1775/2005.
[128] Artículo 2 números 21 y 23 del reglamento (CE) Nº1775/2005.

instructivo, ERGEG señala la forma de hacer el cálculo de capacidad de las instalaciones de GNL, los principios aplicables a los mecanismos de asignación de la capacidad y a los procedimientos de gestión de la congestión, estableciendo formas de manejo de la congestión.

(1) Cálculo de la capacidad

La metodología de cálculo de la capacidad disponible debe ser transparente y publicada en el sitio de internet del operador de las instalaciones de GNL. Asimismo, la metodología de cálculo debe ser aprobada por al autoridad reguladora nacional y debe considerar de manera separada cada uno de los servicios que ofrece el terminal. Una vez calculada la capacidad disponible, ésta debe ser ofrecida al mercado en la mayor medida posible teniendo en consideración la integridad y operatividad del sistema, la seguridad de los estándares de suministro y las limitaciones impuestas por la red aguas abajo. Por otra parte, según el instructivo, el cálculo de las capacidades disponibles debe tomar en consideración la necesidad de contar con unidades de capacidad de respaldo durante mantenciones programadas o para el caso de fallas de sistema.

(2) Objetivos de los mecanismos de asignación de la capacidad y gestión de la congestión

Los mecanismos de asignación de la capacidad y de gestión de la congestión deben facilitar el desarrollo de la competencia y fomentar la liquidez en el comercio de la capacidad. Asimismo, deben ser compatibles con el funcionamiento de un mercado amplio, ser flexibles y adaptarse a la evolución de los mercados.

En consecuencia, este tipo de mecanismos no deben impedir la entrada de nuevos actores al mercado del gas o crear barreras indebidas de acceso al mercado. Asimismo, no deben impedir que los actores de mercado compitan entre ellos aun cuando su ingreso haya sido reciente o correspondan a empresas con pequeñas participaciones en el mercado.

Por otra parte, ERGEG señala que los mecanismos de asignación de la capacidad y de gestión de la congestión deben ser aprobados por la autoridad reguladora nacional y deben ser objeto de consulta a los actores del mercado del gas. Los mecanismos adoptados deben permitir el uso eficiente y en el mayor grado posible de las instalaciones de GNL, fomentando así la inversión en nuevas infraestructuras.

(3) Gestión de la congestión

ERGEG recomienda que, en caso que el usuario de las instalaciones de GNL no utilice cierta capacidad del terminal y no libere dicha capacidad existiendo congestión contractual, el operador de las instalaciones la ofrezca al mercado. Los procedimientos para comercializar las capacidades no utilizadas del terminal deben ser aprobados por la autoridad reguladora nacional y encontrarse señalados en la normativa o código del terminal. Dichos procedimientos nunca deberán impedir, y al contrario deberán incentivar, que el usuario de las instalaciones de GNL ofrezca su capacidad no utilizada al mercado

secundario. ERGEG distingue entre la reasignación de la capacidad inutilizada y la liberalización de capacidad sistemáticamente sub-utilizada.

(3.1) Reasignación de capacidades no utilizadas

En los casos en que haya escasez de capacidad en el mercado primario y exista capacidad contratada que no esté siendo utilizada, ésta se hará disponible para el mercado primario distinguiendo entre espacios de capacidad relativos a una descarga en particular y servicios inutilizados dentro de un paquete de servicios estándar ofrecido por el operador.

- *Espacios de capacidad relativos a una descarga en particular.* Para que un espacio dentro de la capacidad de las instalaciones de GNL se considere no utilizado al no haberse confirmado su uso, el plazo de notificación debe ser lo suficientemente largo para permitirle a otro usuario organizar el envío de GNL, pero lo suficientemente corto para que el usuario original pueda determinar la capacidad que no está utilizando. El período de notificación deberá ser aprobado por la autoridad reguladora competente, la cual considerará la opinión de los demás usuarios de las instalaciones de GNL que tengan derechos de capacidad y de otros actores dentro del mercado del gas. Lo anterior se lleva a cabo por medio de una consulta pública.

- *Servicios inutilizados dentro de un paquete estándar de servicios.* En el caso que un paquete de servicios se considere como no utilizado, éste se ofrecerá al mercado. En caso que no sea posible vender íntegramente el paquete de servicios, éstos podrán venderse por separado.

(3.2) Liberalización de capacidad sistemáticamente sub-utilizada.

La autoridad reguladora nacional, o el órgano competente, determinará los criterios para definir cuando una capacidad es sistemáticamente sub-utilizada o retenida. En este tipo de casos, para liberar la capacidad sub-utilizada o retenida, se establecerán procedimientos nacionales transparentes y no discriminatorios.

Según el instructivo no vinculante de ERGEG, dichos procedimientos determinarán las facultades de las autoridades reguladoras nacionales, de los operadores de las instalaciones de GNL y de las demás autoridades competentes, respecto de:

1. Criterios para determinar si concurre una sub-utilización sistemática de las capacidades de las instalaciones de GNL (en este punto se considerarán las características del terminal, las características del mercado y la regulación nacional vigente).
2. Determinación del órgano encargado de establecer si existe o no una sub-utilización sistemática de las capacidades de las instalaciones de GNL.
3. La manera en que los usuarios del terminal son consultados en caso de ser necesario.
4. Determinación del órgano encargado del retiro de la capacidad sub-utilizada.
5. El proceso de apelación.

Asimismo, ERGEG dispone que los usuarios que retienen capacidad pueden perder sus derechos sobre ella total o parcialmente cuando concurren, sin perjuicio de otros elementos establecidos por la autoridad reguladora nacional, los siguientes requisitos:

1. Una sub-utilización sistemática de todo o parte de la capacidad asignada.
2. Concurrencia de una congestión contractual en el terminal de GNL.
3. El usuario retenedor de la capacidad del terminal no ha vendido u ofrecido en el tiempo debido y a un precio razonable, la capacidad que no utiliza y es incapaz de justificar de manera conveniente su actuar.

Finalmente, una vez que la capacidad ha sido transferida a otro usuario, el usuario inicial ya no deberá pagar por dicha capacidad, sin perjuicio del pago de las tarifas propias del proceso de liberalización.

iii. Tercer paquete legislativo

La Directiva 2009/73/CE no establece de manera directa mecanismos de gestión a la congestión o sistemas anti-acaparamiento. Sin embargo, el Reglamento (CE) Nº 715/2009 consagra los principios aplicables a los mecanismos de asignación de capacidad y procedimientos de gestión de congestión[129].

Según dicha normativa, se pondrá a disposición del mercado la máxima capacidad que puedan ofrecer las instalaciones de GNL considerando la integridad y correcta explotación de la red[130].

De esta manera, los operadores de las instalaciones de GNL aplicarán y publicarán mecanismos de asignación de capacidad transparentes y no discriminatorios, que deberán contener los elementos estipulados en la misma normativa[131]. Dichos elementos son:

1. Indicaciones económicas adecuadas para un eficiente y máximo aprovechamiento de la capacidad que faciliten las inversiones en nuevas infraestructuras.
2. Compatibilidad con los mecanismos de mercado, incluidos los mercados al contado y los centros de intercambio, siendo flexibles y capaces de adaptarse a las cambiantes circunstancias del mercado.
3. Compatibilidad con los sistemas de acceso a la red.

Respecto de estos elementos, el reglamento del tercer paquete legislativo recoge y hace obligatorias muchas de las sugerencias hechas por ERGEG el año 2008 en su instructivo

[129] Reglamento (CE) N º715/2009 titulo "Principios acerca de los mecanismos de asignación de capacidad y procedimientos de gestión de la congestión aplicables a las instalaciones de GNL".
[130] Reglamento (CE) Nº 715/2009 titulo "Principios acerca de los mecanismos de asignación de capacidad y procedimientos de gestión de la congestión aplicables a las instalaciones de GNL", punto 1.
[131] Reglamento (CE) Nº 715/2009 titulo "Principios acerca de los mecanismos de asignación de capacidad y procedimientos de gestión de la congestión aplicables a las instalaciones de GNL", punto 2.

titulado *Guidelines for Good Third Party Access Practice for LNG System Operarors*, al cual se ha hecho referencia anteriormente en este trabajo.

Finalmente, el reglamento señala que los contratos relativos a instalaciones de GNL deberán contener estipulaciones para evitar el acaparamiento de capacidad. Asimismo, dichos contratos se ajustarán a principios establecidos en el mismo reglamento y que se aplicarán en caso de congestión contractual[132]. Dichos principios son:

1. Los gestores de red deberán ofrecer sin demora la capacidad de las instalaciones de GNL no utilizadas al mercado primario.
2. Los usuarios de las instalaciones de GNL que deseen revender la capacidad contratada en el mercado secundario deberán tener derecho a hacerlo, en los términos indicados en la sección anterior

12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL

La normativa europea en sus tres paquetes legislativos, ha establecido como principio el trato no discriminatorio entre los actores del mercado de gas en las operaciones relativas a los terminales de GNL.

a. Primer paquete legislativo

En uno de sus considerandos, la Directiva señala la conveniencia de establecer procedimientos de acceso a la red que funcionen según criterios objetivos, transparentes y no discriminatorios[133].

Respecto a la relación entre las empresas de gas, la Directiva establecía que los Estados miembros debían velar por que éstas funcionaran dentro de un mercado competitivo del gas natural y no ejercieran discriminación entre ellas en cuanto a derechos y obligaciones. En el artículo 7 específicamente se regulaba esta situación respecto de las empresas de GNL, señalando que, en cualquier caso, las empresas no debían discriminar entre los usuarios de la red o categorías de usuarios de la red, en particular, favoreciendo a sus empresas vinculadas.

b. Segundo paquete legislativo

La regulación de la Unión Europea parte de la premisa de que el acceso de terceros a los terminales de GNL en una forma no discriminatoria, es un requisito esencial para la competencia. En este sentido la Directiva 2003/55/CE establece en sus considerandos que "para que la competencia funcione correctamente se requiere un acceso a la red no discriminatorio, transparente y a precios razonables"[134].

[132] Reglamento (CE) N º715/2009 titulo "Principios acerca de los mecanismos de asignación de capacidad y procedimientos de gestión de la congestión aplicables a las instalaciones de GNL", punto 3.
[133] Directiva 98/30/CE, considerando 24.
[134] Directiva 2003/55/CE, considerando séptimo.

En concordancia con lo anterior, las normas relativas a la no discriminación se aplican principalmente en el ámbito del acceso de terceros al terminal[135]. De esta manera, la Directiva establece que los gestores de GNL se abstendrán de establecer discriminaciones entre usuarios de la red o categorías de usuario de la red, en particular a favor de sus empresas vinculadas[136]. Asimismo, el artículo 18 punto 1 de la directiva establece que el sistema de acceso de terceros debe basarse en tarifas públicas, aplicables a todos los clientes cualificados de los terminales de GNL de forma objetiva y no discriminatoria entre los usuarios de los terminales. La misma directiva faculta a las autoridades reguladoras para exigir a los gestores de instalaciones de GNL que modifiquen sus condiciones de funcionamiento, incluidas las tarifas y su metodología de determinación, para que éstas sean proporcionadas y su aplicación se haga de manera no discriminatoria[137].

c. Tercer paquete legislativo

La directiva 2009/73/CE establece prácticamente las mismas normas que aquellas establecidas en la directiva 2003/55/CE. Esta directiva innova con dos normas. La primera establece que cuando se decida la exención de una infraestructura nueva de la obligación de otorgar a acceso a terceros, se establecerá si es necesario imponer condiciones en relación al acceso no discriminatorio a la infraestructura[138]. Conforme a la segunda innovación la autoridad reguladora deberá imponer sanciones por comportamiento discriminatorio a favor de la empresa integrada verticalmente[139].

El reglamento (CE) Nº 715/2009, por su parte, establece que el artículo 15 titulado "servicios de acceso de terceros en relación con las instalaciones almacenamiento y GNL" que los operadores deberán ofrecer sus servicios de manera no discriminatoria a todos los usuarios de la red. Especialmente, en caso de ofrecerse un mismo servicio a diferentes clientes, el operador lo hará en condiciones contractuales equivalentes.

13. Transparencia y confidencialidad de la información

a. Primer paquete legislativo

La Directiva 98/30/CE exigió a los Estados miembros la creación de mecanismos que permitieran niveles adecuados de transparencia con el fin de evitar abusos de posición dominante en desmedro de los consumidores y cualquier otra práctica abusiva[140].

---

[135] Sin perjuicio de lo anterior, el artículo 17 número 3 establece que "Las compañías de gas natural llevarán en su contabilidad interna cuentas separadas para cada una de sus actividades de transporte, distribución, suministro, GNL y almacenamiento, tal como se les exigiría si dichas actividades fueran realizadas por empresas distintas, a fin de evitar discriminaciones, subvenciones cruzadas y distorsión de la competencia".
[136] Directiva 2003/55/CE artículo 8 letra b).
[137] Directiva 2003/55/CE, artículo 25 número 4.
[138] Directiva 2009/73/CE artículo 36.
[139] Directiva 2009/73/CE artículo 41 número 5 letra a).
[140] Directiva 98/30/CE, artículo 22.

Se estableció la facultad de las autoridades competentes para, en la medida de que resulte necesario para el ejercicio de sus funciones, acceder a la contabilidad de las compañías de gas natural.

En relación al derecho a la confidencialidad se señaló el deber de las empresas de GNL de preservar el carácter confidencial de la información delicada a efectos comerciales de la que tomaran conocimiento en el desempeño de su actividad[141].

b. Segundo paquete legislativo

La Directiva 2003/55/CE señala que el principio de transparencia es uno de los principios esenciales para lograr verdadera competencia en el mercado de gas natural. En este sentido, la misma establece en sus considerandos que "para que la competencia funcione correctamente se requiere un acceso a la red no discriminatorio, transparente y a precios razonables"[142].

A continuación la directiva establece normas generales para el resguardo de la transparencia en el mercado del gas, indicando que los Estados miembros crearán los mecanismos oportunos y eficaces de regulación, control y transparencia para evitar los abusos de posición dominante, especialmente en detrimento de los consumidores, así como toda práctica abusiva[143]. Asimismo señala que las autoridades reguladoras nacionales deberán supervisar el nivel de transparencia y competencia del mercado[144] y les otorga el derecho de acceder a la contabilidad de las compañías de gas natural, agregando a continuación que estas autoridades deberán preservar el carácter confidencial de la información sensible a efectos comerciales.

En materia de GNL la directiva establece sólo dos normas bastantes generales, ambas relacionadas con el acceso de terceros a las instalaciones. La primera señala que el gestor de red de GNL deberá proporcionar a los usuarios la información que necesiten para acceder eficientemente a la red[145]. La segunda indica que el sistema de acceso a terceros deberá basarse en tarifas publicadas. Lo mismo se aplica a las metodologías para su cálculo, las que deben ser publicadas antes de su entrada en vigencia[146]. En cuanto al derecho a la confidencialidad, de forma similar a la directiva anterior se establece el deber de los gestores de GNL de mantener en reserva la información sensible que conozcan en el desempeño de su actividad. La directiva agrega una mención relativa a la necesidad de las empresas de GNL de evitar revelar, de forma discriminatoria, información sobre sus propias actividades que pueda suponer alguna ventaja comercial[147].

En definitiva, el segundo paquete no establece normas detalladas en materia de transparencia para los terminales de GNL.

---

[141] Directiva 98/30/CE, artículo 8 y 12
[142] Directiva 2003/55/CE, considerando séptimo.
[143] Directiva 2003/55/CE, artículo 25 punto 8
[144] Directiva 2003/55/CE, artículo 25 punto 1, letra h)
[145] Directiva 2003/55/CE, artículo 8 punto 1, letra d)
[146] Directiva 2003/55/CE, artículo 18 punto 1
[147] Directiva 2003/55/CE, artículo 10.

En el contexto del segundo paquete legislativo, ERGEG encargó a la consultora NERA la realización de un estudio sobre las prácticas existentes en países de la Unión Europea en materia de acceso de terceros a los terminales de GNL[148]. Esto dado que, conforme señala NERA, las condiciones de acceso a los terminales de GNL en Europa habían evolucionado en forma independiente en consideración de las características históricas de cada país y las características específicas del mercado[149].

Para la realización de dicho estudio, la consultora centró su análisis en tres áreas consideradas esenciales para un efectivo acceso de terceros a las instalaciones de GNL: el nivel de transparencia de los operadores de terminales de GNL; los arreglos regulatorios existentes; y las reglas operacionales existentes.

Debido a que, como señalamos previamente, el segundo paquete no considera normas detalladas de transparencia para los terminales de GNL, NERA tomó como referencia para el análisis las normas aplicables a los gestores de redes de transporte establecidas en el Reglamento 1775/2005, detectando tres aéreas esenciales en las cuales debe haber transparencia en la información: i) los servicios ofrecidos y condiciones aplicables (información operacional); (ii) el origen de las tarifas, su metodología y estructura (información comercial); y (iii) la capacidad técnica, contratada y disponible (información operacional).

A continuación nos referiremos al análisis realizado por NERA en cada una de estas áreas, con un énfasis en la información relativa a los países objeto de este estudio. Sin perjuicio de lo anterior, es necesario hacer las siguientes prevenciones:

- El informe de NERA consideró para su análisis a España, el Reino Unido, Bélgica, Francia, Italia y Grecia. De esta manera, es necesario tener presente que las conclusiones de NERA que se indican más adelante consideran a todos los países señalados[150].
- La información para la elaboración del estudio fue obtenida de tres fuentes: un cuestionario enviado por ERGEG a los reguladores; la información que los reguladores y operadores de terminales ponen a disposición del público de diferentes maneras, especialmente en la regulación y los sitios web; y la información obtenida de entrevistas a participantes del mercado y usuarios de terminales[151].
- El informe fue concluido el 10 de noviembre de 2006, en virtud de lo cual el nivel de transparencia de los países puede haber variado. En particular debemos notar que este estudio concluyó antes de la entrada en operación de los terminales de South Hook y Dragon en el Reino Unido, en virtud de lo cual sólo

[148] NERA, *Third Party Access to LNG Terminals*, 2006, p. 2. En http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Gas/2006/E06-LNG-02-03_NERA_2006-11-10.pdf [visitado 12/12/2010].
[149] NERA, Third party p. 2, cit. nota n. 148.
[150] Si bien el estudio consideró también a Portugal y Turquía, las conclusiones generales se refieren sólo a los países señalados. NERA, p. 14, cit. nota n. 148.
[151] NERA, p. 4, cit. nota n. 148.

nos referiremos a la información relativa al terminal de Isle of Grain. Asimismo, el nivel de transparencia de Francia y Bélgica ha aumentado considerablemente desde la realización del estudio.

A continuación nos referiremos al análisis de NERA de las variables señaladas precedentemente:

i. Servicios ofrecidos y condiciones aplicables

De acuerdo a NERA, la siguiente información es necesaria para que los usuarios de los terminales de GNL puedan tener acceso efectivo al sistema[152]:

1. Una descripción detallada y omnicomprensiva de los diferentes servicios ofrecidos (esto es, recibimiento y descarga de los buques de GNL, almacenamiento, regasificación, etc) y de sus costos.
2. Los diferentes tipos de contratos disponibles para estos servicios (en particular si estos servicios están disponibles en forma individual o incluidos en paquetes *(slots)*).
3. Duración de los contratos disponibles (corto o largo tiempo).
4. Información sobre la disponibilidad de servicios de corto tiempo o spot.
5. Las condiciones estándar que establecen los derechos y responsabilidades de los usuarios incluyendo los contratos estándar y otros documentos relevantes.
6. Flexibilidad y niveles de tolerancia incluidos en los servicios, así como toda otra flexibilidad ofrecida y sus respectivos costos.
7. Una descripción detallada de las diferentes instalaciones en el terminal de GNL, indicando los puntos relevantes de interconexión del terminal con el sistema de transmisión.
8. Información sobre los requisitos de calidad del gas.
9. Cualquier información sobre cambios propuestos o realizados a los servicios o condiciones.

Luego de revisar la información disponible en todos los sitios web de los operadores de terminales de España, Bélgica, Francia y el Reino Unido, entre otros, y de las respectivas autoridades nacionales, NERA concluye que todos los operadores de GNL o las autoridades nacionales entregan información general sobre los servicios ofrecidos y las condiciones aplicables. Sin embargo, la información entregada por algunos operadores en relación con materias más especificas, como la flexibilidad de los servicios, los tipos de contratos disponibles y la descripción de las instalaciones, es insuficiente. No todos los operadores de GNL tienen sitios web amigables para los usuarios y la información entregada por los distintos operadores varía enormemente[153].

ii. Información sobre el origen de las tarifas, metodología y estructura

[152] NERA, Third party p. 6, cit. nota n. 148.
[153] NERA, Third party p. 6, cit. nota n. 148.

Para que los usuarios de terminales de GNL puedan explotar las oportunidades de negocios, la información sobre las tarifas es de gran relevancia.

De acuerdo a NERA, la información mínima sobre tarifas que debe estar a disposición del público es la siguiente[154]:

1. Metodología de la tarifa (basadas en costo, referencias internacionales de costos, etc.) y su origen.
2. El cálculo de la rentabilidad autorizada.
3. La estructura de la tarifa.
4. La asignación de los costos y los principios de asignación de capacidad/*commodity*.
5. El detalle del diseño de la tarifa (los elementos de la tarifa).
6. Indexación de las tarifas o los principios para las variaciones de las tarifas (indicando especialmente si existe un periodo regulatorio).
7. La intervención regulatoria en la determinación de tarifas en general.

De acuerdo a NERA, la información sobre el origen, metodología y la estructura de las tarifas varía mucho entre las diferentes autoridades nacionales. El nivel de información relativa a la intervención regulatoria en la determinación de las tarifas, a la estructura de las tarifas y a los cargos aplicables y la información relativa a la indexación de las tarifas es satisfactoria en la mayoría de los países considerados.

Finalmente, la información relativa a la metodología de las tarifas, la rentabilidad autorizada, la asignación de los costos y el diseño de la tarifa varía significativamente entre los diferentes países.

De acuerdo a NERA, en términos generales, el nivel de información disponible relativa al marco de remuneración para las instalaciones de GNL (incluyendo todas las variables financieras) y al origen de las tarifas (incluyendo los supuestos) no le permite a los usuarios actuales y futuros predecir con un nivel razonable de seguridad la evolución futura de las tarifas.

iii. Información relativa a la capacidad y sus flujos

Para un efectivo acceso a las instalaciones de GNL, los usuarios deben tener información sobre las capacidades disponibles de largo y corto plazo, de lo contrario los terminales de GNL no podrán ser usados como parte de las estrategias de comercio y venta en los mercados de gas natural [155]. De acuerdo a NERA, la información mínima disponible debe ser la siguiente:

1. La información sobre las capacidades del terminal de desembarque, de la planta de regasificación y de las instalaciones de almacenamiento debe estar publicada en internet en una forma periódica y estandarizada, incluyendo (i) la capacidad

[154] NERA, Third party p. 9, cit. nota n. 148.
[155] NERA, Third party p. 10, cit. nota n. 148.

técnica máxima; (ii) la capacidad firme e interrumpible contratada; y (iii) la capacidad disponible para el mercado primario.

2. Número de meses con anterioridad a la cual el terminal entrega información sobre las capacidades disponibles y la indicación de la periodicidad con la cual esta información es actualizada (esto es, mensualmente, cada vez que la información está disponible, etc.).
3. Información sobre la capacidad disponible de corto plazo y las capacidades disponibles en el mercado secundario y la indicación de la periodicidad con la cual esta información es actualizada.
4. Normas relativas a la asignación de capacidad, gestión de la congestión, mecanismos anti-acaparamiento y procedimientos de reutilización.
5. Máximo y mínimo histórico de los porcentajes de utilización de la capacidad mensual y promedio anual de los flujos de los últimos años.
6. Instrumentos amigables al usuario para calcular las tarifas aplicables a las capacidades disponibles y para verificar en línea la capacidad disponible (como por ejemplo *bulletin boards*).

De acuerdo a NERA, hay una falta de homogeneidad en el tipo y cantidad de la información entregada. La mayoría de la información se entrega vía sitio web, pero no todos los operadores tienen instrumentos amigables para el usuario para verificar la capacidad disponible en línea, en algunos casos dicha información es difícil de encontrar[156].

***

Como conclusión del informe, NERA constata que la transparencia es generalmente garantizada en regulaciones con un régimen de acceso de terceros regulado, a través la publicación de la información operacional y de tarifas. Asimismo señala que en términos generales, los sistemas exentos de la obligación de acceso de terceros tienen un menor nivel de transparencia en cuanto las condiciones de servicio no están generalmente disponibles[157].

NERA recomienda aplicar a los terminales de GNL (regulados y exentos) normas similares a aquellas establecidas en el Reglamento 1775/2005 para los gestores de redes de transporte, en cuanto considera que la información que requieren los vendedores (*marketers*) para competir en el mercado del gas natural usando GNL es paralela a esa aplicable al gas proveniente de gasoductos[158].

La sugerencia de NERA fue recogida en el tercer paquete legislativo conformado por la Directiva 2009/73/CE y el Reglamento 715/2009, estableciendo este último normas detalladas de transparencia para los operadores de terminales de GNL, las cuales son muy similares a las normas de transparencia aplicables a los gestores de redes de transporte.

[156] NERA, Third party p. 12, cit. nota n. 148.
[157] NERA, Third party p. 22, cit. nota n. 148.
[158] NERA, Third party p. 50, cit. nota n. 148.

c. Tercer paquete legislativo

La directiva del tercer paquete legislativo aumenta levemente las obligaciones de transparencia aplicables a todos los actores del mercado de gas e innova, a través del Reglamento (CE) 715/2009, en materia de transparencia aplicable a los terminales de GNL.

La Directiva 2009/73/CE establece las mismas normas de la Directiva 2003/55/CE en esta materia, ahondando en las obligaciones de transparencia relativas al mercado de gas natural en general.

De esta manera, se establece una obligación general para los gestores de redes, entre ellos de los gestores de GNL, de hacer pública la información necesaria para la existencia de una competencia efectiva y un funcionamiento eficiente del mercado, sin perjuicio de la protección de la información sensible desde un punto de vista comercial.

El artículo 41 letra i, por su parte, señala que la autoridad reguladora tendrá la obligación de controlar el nivel de transparencia, incluido el de los precios al por mayor, y velar por que las empresas de gas natural cumplan las obligaciones de transparencia[159].

Asimismo la Directiva establece que los Estados miembros deben obligar a las empresas de suministro a tener a disposición de las autoridades nacionales, incluida la autoridad reguladora nacional, los organismos nacionales de la competencia y la Comisión Europea, durante al menos cinco años, los datos pertinentes sobre todas las transacciones de contratos de suministro de gas y los derivados relacionados con el gas, suscritos con los clientes mayoristas y los gestores de almacenamiento y de redes de GNL[160]. Asimismo, la autoridad reguladora podrá poner a disposición de los participantes en el mercado ciertos datos de estos registros, siempre y cuando no se divulgue información sensible a efectos comerciales sobre operadores concretos del mercado o sobre operaciones concretas[161].

Finalmente y respecto a la confidencialidad, la Directiva mantiene las normas establecidas en el segundo paquete legislativo, explicitando que "en particular, no se divulgarán a las partes restantes de la empresa la información sensible a efectos comerciales, a menos que sea necesario para la realización de una transacción comercial[162]. Asimismo indica que los Estados miembros velarán por la adopción de medidas oportunas (ya sea administrativas o procesos penales previstos en el derecho interno) contra las personas naturales o jurídicas responsables de que no se hayan respetado las normas de confidencialidad impuestas en la propia Directiva[163].

---

[159] Directiva 2009/73/CE artículo 41 número 1 letra i.
[160] Directiva 2009/73/CE, artículo 44 número 1. Como establece el número 2 del mismo artículo los datos especificarán las características de las operaciones correspondientes, tales como la duración, las normas de entrega y liquidación, la cantidad, las fechas y plazos de ejecución, los precios de la operación y los medios de identificación del cliente mayorista, junto con los datos especificados respecto a todos los contratos de suministro de gas o los derivados relacionados con el gas no liquidados.
[161] Directiva 2009/73/CE, artículo 44.
[162] Directiva 2009/73/CE, artículo 16.
[163] Directiva 2009/73/CE, artículo 41 número 14.

El Reglamento (CE) Nº 715/2009, por su parte, establece en su artículo 19 normas especificas de transparencia aplicables a los gestores de terminales de GNL. De acuerdo al mismo, los gestores de GNL deben cumplir con las siguientes obligaciones de transparencia:

1. Publicar información detallada sobre los servicios que ofrecen y las condiciones impuestas, además de la información técnica necesaria para que los usuarios de las instalaciones de GNL puedan acceder a ellas de manera efectiva.
2. Publicar información sobre la capacidad contratada y disponible de las instalaciones, de forma cuantificada, periódica y continua, de manera estandarizada y fácilmente comprensible para el usuario.
3. Divulgar la información requerida por el reglamento de forma inteligible, claramente cuantificable y fácilmente accesible y de manera no discriminatoria.
4. Deberán hacer pública la capacidad de las instalaciones de GNL, incluidas las instalaciones exentas del acceso de terceros. Esta información también se comunicará a los gestores de las redes de transporte. La información debe actualizarse al menos diariamente.
5. Los gestores de GNL o las autoridades reguladoras competentes publicarán información suficientemente detallada sobre el origen, metodología y estructura de las tarifas para infraestructuras con arreglo al acceso regulado de terceros, con el objeto de garantizar tarifas transparentes, objetivas y no discriminatorias.

14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación de GNL

En los distintos paquetes legislativos, no se hace referencia directa a los contenidos de los contratos suscritos entre los usuarios y los operadores de las instalaciones de GNL. Sin embargo, se establecen algunos requisitos de carácter general.

a. Primer paquete legislativo

En la Directiva 98/30/CE se establecen principios generales respecto de la buena fe y transparencia que deben existir entre las partes negociadoras, en sus artículos 15 y 21 respectivamente. Además, se les exige a los Estados miembros asegurar la existencia de una autoridad reguladora que solucione los posibles conflictos que se generen respecto de las negociaciones relativas a las instalaciones de GNL.

b. Segundo paquete legislativo

La Directiva 2005/55/CE no determina el contenido de los contratos en la industria de regasificación ni procedimientos para su suscripción. Se limita a señalar que los contratos no deben oponerse a las disposiciones de la Directiva, debiendo cumplir con las normas comunitarias relativas a la competencia[164].

[164] Considerando 25 y artículo 18 punto 3 de la Directiva 2003/55/CE.

c. Tercer paquete legislativo

El Reglamento (CE) Nº 715/2009 se refiere al contenido de los contratos de GNL. Así, en el punto tres del título "Principios acerca de los mecanismos de asignación de capacidad y procedimientos de gestión de la congestión aplicables a instalaciones de GNL" se obliga a que los contratos relativos a instalaciones de GNL incluyan medidas para evitar el acaparamiento de capacidad[165].

Respecto de la capacidad, el reglamento señala que los límites contractuales sobre las dimensiones mínimas obligatorias de la capacidad de la instalación de GNL y de la capacidad de almacenamiento, se justificarán mediante limitaciones técnicas y permitirán que los usuarios de almacenamiento más pequeños obtengan acceso de dichos servicios[166].

Asimismo, el artículo 22 dispone que los gestores de red deberán establecer contratos tipo para facilitar la cesión en el mercado secundario, los cuales deben ser notificados a los entes reguladores.

Finalmente, en lo concerniente a aspectos tarifarios, el Reglamento señala que los contratos no podrán dar lugar a tarifas arbitrarias más elevadas en caso que se suscriban fuera del año natural del gas sin fecha de comienzo fija o su duración sea inferior al contrato normalizado de las instalaciones de almacenamiento y de GNL de duración anual.

[165] Artículo 17 del Reglamento (CE) N º715/2009,

[166] Artículo 15, número 5 del reglamento (CE) N º715/2009, título "Servicios de acceso de terceros en relación con las instalaciones de almacenamiento de GNL".

BIBLIOGRAFÍA

- AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS, disponible en: http://www.energy-regulator.eu.

- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ESPAÑOLA, disponible en: http://www.cne.es.

- COMMISSION STAFF WORKING PAPER, "Interpretative note on directive 2009/72/ec concerning common rules for the internal market in electricity and directive 2009/73/ec concerning common rules for the internal market in natural gas: 'The Regulatory Authorities'", disponible en http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/interpretative_notes/doc/implementation_notes/2010_01_21_retail_markets.pdf

- EUROPEAN REGULATORS GROUP FOR ELECTRICITY AND GAS (ERGEG), "Guidelines on Article 22 (exemptions)", an ERGEG conclusion paper, disponible en http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Guidelines%20of%20Good%20Practice/Gas/E07-GFG-31-07b_Art22_PC-Conclusions_2009-04-09.pdf

- EUROPEAN REGULATORS GROUP FOR ELECTRICITY AND GAS (ERGEG), "ERGEG study on congestion management procedures & antihoarding mechanisms in the European LNG terminals", 10 de noviembre del 2010, disponible en http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Gas/2010/E09-LNG-11 03_CMP%20in%20LNG_final%2016.11.2010.pdf.

- EUROPEAN REGULATORS GROUP FOR ELECTRICITY AND GAS (ERGEG). "Guidelines for Good Third Party Access Practice for LNG System Operators", 7 de mayo de 2008, disponible en http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Guidelines%20of%20Good%20Practice/Gas/E08-LNG-06-03_GGPLNG_conclusions_7-May-08v2.pdf

- *EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR GAS,* disponible en: http://ec.europa.eu.

- GARCÍA, Yolanda, "El mercado interior de la energía en la unión europea: Estado actual del proceso y el reto de la ampliación europea", disponible en disponible en: http://altea.daea.ua.es/ochorem/comunicaciones/MESA4COM/GarciaMezquita.pdf.

- GAS INFRASTRUCTURE EUROPE, disponible en: http://www.gie.eu.com.

- GRÄTZ, Jonas, "Energy Relations with Russia and Gas Market Liberalization", disponible en: http://library.fes.de/pdf-files/ipg/ipg-2009-3/06_a_graetz_us.pdf.

- KING AND SPALDING. LNG in Europe An Overview of European Import Terminals disponible en: http://www.kslaw.com/library/pdf/LNG_in_Europe.pdf

- LENARČIČ, Janez, "Debate on the Internal Energy Market", disponible en: http://www.eu2008.si/en/News_and_Documents/Press_Releases/June/0617SVEZ_EP_int_energy_market.html

- NERA ECONOMIC CONSULTING, "Third Party Access to LNG terminals", 10 de noviembre de 2006,

- PRIETO, Rocío, "Study on congestion management procedures and antihoarding mechanisms in the European LNG terminals", 10 de noviembre de 2006, disponible en: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Gas/2006/E06-LNG-02-03_NERA_2006-11-10.pdf

- PRIETO Rocío y BENOÎT, Esnault, "Congestion management in European LNG terminals", ", exposición para el 18º Foro de Madrid, disponible en: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_WORKSHOP/Stakeholder%20Fora/Madrid%20Fora/18supthsup%20Madrid%20Forum/MF18%209.%20Presentation%20by%20ERGEG%20-%20Rocio%20Prieto_%20Benoit%20Esn.ppt

- RUESTER, Sophia, *Recent Dynamics in the Global Liquefied Natural Gas Industry*. Departamento de Economía y Negocios, Universidad Tecnológica de Dresden, disponible en: http://www.sophia-ruester.de/files/paper_industry.pdf

- SAHÚN, Josep, "El Abastecimiento de a la Unión Europea, ¿en jaque?" ,?, disponible en: http://www.gasnaturalcomercializadora.com/servlet/BlobServer?blobcol=urlfichero&blobtable=Articulo&blobheadervalue1=attachment%3Bfilename%3DEn+Portada+19.pdf&blobkey=id&blobheadername1=Content-Disposition%3A&blobwhere=1236327453824&blobheader=application%2Fpdf

- SPANJER, Aldo, "European gas regulation-a theoretical critique"(2008). Energy in europe: economics, policy and strategy, Filip l. Magnusson, Oscar W. Bengtsson, eds., Nova Science Publishers, Inc., New York, USA, 2008, disponible en : http://ssrn.com/abstract=1438657

III. REINO UNIDO

1. Introducción general

El Reino Unido fue el primer país de los estudiados en importar GNL en el año 1964. Ahora bien, con el descubrimiento de las reservas de gas del Mar del Norte en la década de los setenta y la construcción de un gasoducto que unió su red con Noruega, se detuvieron las importaciones de GNL de manera definitiva en la década de los 90.

El reciente decaimiento de la producción de gas natural ha vuelto a cambiar la situación en favor del GNL. Desde el año 2005 el Reino Unido cuenta con nueva infraestructura diseñada para retomar las importaciones de GNL, cuyo consumo total el año 2009 fue de 8.650.000.000 metros cúbicos o 991.8 TWh, equivalentes al 11,8% del consumo total de gas natural. Dentro de la nueva infraestructura aludida, el Reino Unido cuenta con los siguientes terminales: Isle of Grain LNG Terminal, de propiedad de National Grid plc y operado por esta misma empresa; Dragon LNG Terminal, de propiedad de Dragon LNG que también lo opera; y South Hook LNG Terminal, de South Hook LNG Terminal Company Ltd., quien también lo opera. Además, el Reino Unido cuenta con un puerto regasificador llamado The Teesside gasport facility, de propiedad de Excelerate Energy.

El órgano regulador más importante de la industria del gas en el Reino Unido es el *Office of the Gas and Electricity Markets* (OFGEM). Los principales cuerpos legales que se aplican a la industria del GNL corresponden a la *Gas Act 1986*, *Electricity Act 1989*, *Petroleum Act 1998*, *Competition Act 1998*, *Utilities Act 2000*, *Enterprise Act 2002*, *Energy Act 2008* y *The Gas Third Party Access Regulation 2004*. En el Reino Unido no se requiere de autorización del regulador energético para operar un terminal de GNL, esto sin perjuicio de las autorizaciones ambientales y de seguridad.

En el Reino Unido, en teoría, los terminales tienen acceso abierto, esto es, existe acceso de terceros. Ahora bien, todos los terminales de GNL cuentan con exenciones a dicha obligación dictadas de conformidad a la normativa europea, por lo que, en definitiva, no hay acceso regulado de terceros. El otorgamiento de dichas exenciones fue condicionado, por parte de OFGEM, a la realización de mecanismos de temporada abierta (*open season*) para asignar la capacidad primaria de los terminales, y al establecimiento de medidas anti-acaparamiento efectivas que aseguren que los terminales sean usados a su máxima capacidad.

2. Descripción de la industria de terminales de regasificación en el Reino Unido

a. Introducción

El Reino Unido es actualmente el octavo productor mundial de gas natural y tercero en Europa después de Rusia y Noruega[1]. La producción de gas natural en el Reino Unido, sin

[1] PICTON-TURBERVILL Goeffrey, DYER Erin, "United Kingdom", *International Comparative Legal Guide to: Gas Regulation 2010*, capítulo 34, p. 279. <En World Wide Web: http://www.iclg.co.uk/khadmin/Publications/pdf/3418.pdf> [visitado el 02/12/2010].

embargo, tuvo su peak en el año 2000 y desde esa fecha se ha encontrado en constante descenso[2].

De acuerdo a información de *BP Statistical Review of World Energy 2010,* el año 2009 el Reino Unido consumió 86,5 mil millones de metros cúbicos de gas natural.[3] El consumo fue liderado por el sector de la generación eléctrica (35,9%), seguido por el sector residencial (33,8%), el sector industrial (12,5%), la industria de energía (9,5%), y el sector servicios (8,4%)[4].

Como consecuencia de la disminución en la producción de gas natural, el Reino Unido ha debido importar cada vez mayores cantidades de este combustible para satisfacer su demanda. En efecto, en el año 2009 las importaciones netas de gas natural fueron un 12% mayor que en el 2008[5] y ascendieron al 47,5% del total de gas natural consumido[6].

La mayoría de las importaciones de gas natural es realizada en forma gaseosa, ya sea proveniente de Noruega vía los gasoductos de Frigg, Startjord y Vesterled (construidos en la década de los setenta) o de Holanda y Bélgica vía los gasoductos de Bacton-Zeebrugge (construido el 1998) y de Balgzand-Bacton (construido el 2006)[7]. Estos gasoductos conectan el altamente integrado sistema interno de gasoductos del Reino Unido con los de Europa continental.

La historia del GNL, por su parte, ha sido intermitente en el Reino Unido. Si bien fue el primer país en importar GNL en el año 1964 a través del terminal Canvey Island, el descubrimiento de grandes reservas de gas en el Mar del Norte en la década de los setenta y la construcción de un gasoducto que unió la red de este país con Noruega fueron factores decisivos a la hora de detener las importaciones de GNL de manera definitiva en el año 1994, año en el cual el terminal fue cerrado. El año 2005 con la construcción del terminal Isle of Grain LGN se retomaron las importaciones de GNL.

El año 2009 un 11,8% del consumo total de gas natural del Reino Unido fue satisfecho a través del GNL[8], el cual fue importado de los siguientes países[9]: Qatar (56.25%), Algeria (16.4%), Trinidad y Tobago (10.71%), Egipto (4.98%), Noruega (2.54%) y Australia (0.78%)[10].

---

[2] DEPARTAMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE.UK. *Energy in Brief 2010*, p. 25 <En World Wide Web: http://www.decc.gov.uk/assets/decc/Statistics/publications/brief/190-uk-energy-in-brief-2010.pdf> [visitado el 02/12/2010].

[3] BRITISH PETROLEUM, *BP S*tatistical Review of World Energy, June 2010, p. 27. <En World Wide Web: http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downloads/natural_gas_section_2010.pdf> [visitado el 24/11/2010].

[4] DECC, *Energy in Brief 2010*. Cit. nota n. 2, p. 24.

[5] DECC, *Energy in Brief 2010*. Cit. nota n. 2, p. 25.

[6] BP, *Statistical Review of World Energy, June 2010*. Cit. nota n. 3, p 31.

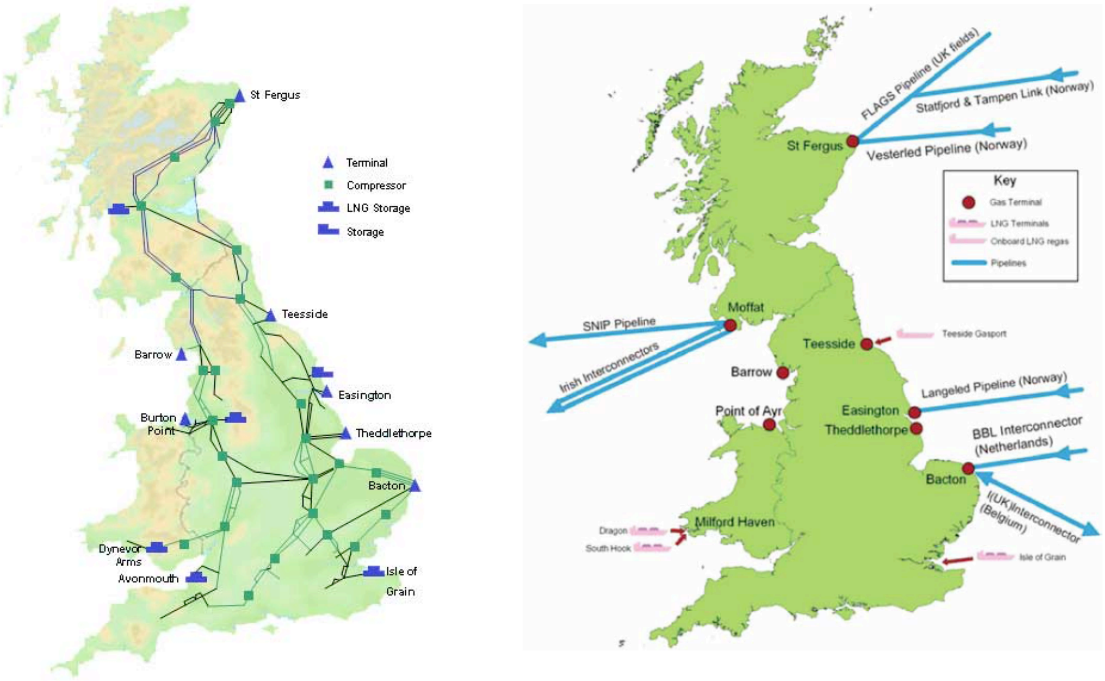
[7] PICTON-TURBERVILL, DYER, *United Kingdom*. Cit. nota n.1, p. 279. TUSIANI Michael D., SHEARER Gordon. *LNG: A Non Technical Guide*. Editorial Pennwell, USA, Año 2007, p. 45.

[8] BP, Statistical Review, cit. nota n. 3, p. 31.

[9] BP, Statistical Review, cit. nota n. 3, p. 31, p. 32.

[10] BP, Statistical Review, cit. nota n. 3, p. 31.

A continuación se presenta un gráfico con la infraestructura destinada al gas natural (gaseoso y GNL) existente en el Reino Unido[11]:



b. Terminales de GNL

En el Reino Unido existen actualmente cuatro terminales de GNL en operación:

1. *Isle of Grain LNG Terminal*, ubicado en la Isla de Grain. Este terminal comenzó sus operaciones en el 2005 cuando la fase 1 del proyecto fue completada y corresponde a la primera instalación de GNL en el Reino Unido desde la reanudación de las importaciones que fueron suspendidas en la década de los noventa[12]. El terminal cuenta con 3 fases de operación, la primera inició sus operaciones el año 2005 y cuenta con una capacidad de regasificación de 4.600.000.000 metros cúbicos por año[13]. Toda su capacidad inicial fue adquirida por BP y Sonatrach por un periodo de 20

[11] NATIONAL GRID. <En World Wide Web: http://www.nationalgrid.com/uk/Gas/Connections/ntsentry/> [visitado el 26/12/2010]; y DECC. Gas Security of Supply- A Policy Statement from the Department of Energy and Climate Change, April 2010. <En World Wide Web: http://www.decc.gov.uk/assets/decc/What%20we%20do/UK%20energy%20supply/Energy%20markets/gas_markets/1_20100512151109_e_@@_gassecuritysupply.pdf > [visitado el 07/01/2011].
[12] PICTON-TURBERVILL, DYER, *United Kingdom*. Cit. nota n.1, p. 279.
[13] KING & SPALDING. LNG in Europe. An overview of European Import Terminals, p. 29. <En World Wide Web: http://www.kslaw.com/library/pdf/LNG_in_Europe.pdf> [visitado el 24/12/2010].

años[14]. La segunda fase inició sus operaciones el año 2007 y cuenta con una capacidad de regasificación de 9.300.000.000 de metros cúbicos por año[15] y la totalidad de la capacidad fue adquirida por Sonatrach, GDF-SUEZ y Céntrica[16]. Finalmente, la tercera fase tiene una capacidad de regasificación de 6.900.000.000 de metros cúbicos por año[17].

El terminal opera bajo el modelo de gestión de peaje (*tolling*)[18] [19]. Bajo este modelo el dueño u operador del terminal no es propietario del GNL que procesa y almacena, sino que la empresa recibe una tarifa por proveer dichos servicios[20].

2. *Dragon LNG Terminal*, ubicado en Milford Heaven, Gales. Recibió su carga de puesta en marcha en julio del 2009[21] y tiene una capacidad de descarga de 31.148.519 metros cúbicos por día[22]. El terminal opera bajo el modelo de peaje (*tolling*)[23].

3 *South Hook LNG Terminal*, también ubicado en Milford Heaven, Gales. Entró en operaciones a principios del año 2008[24]. Su capacidad de regasificación es de 59.465.355 metros cúbicos diarios. Este terminal opera bajo el modelo de peaje (*tolling*)[25].

4 *The Teeside Gasport Facility*, es un muelle, en el cual el GNL se procesa directamente en el barco que lo transporta, sin ser almacenado sino que siendo inyectado directamente a los gasoductos del sistema nacional de transmisión[26]. El proyecto se encuentra activo desde febrero del año 2007[27]

---

[14] KING & SPALDING. *LNG in Europe*, cit. nota n. 13, p. 29.
[15] KING & SPALDING. *LNG in Europe,* cit. nota, n. 13, p. 29.
[16] NATIONAL GRID, <En World Wide Web: http://www.nationalgrid.com/uk/grainlng> [visitado el 24/12/2010].
[17] KING & SPALDING. *LNG in Europe*. Cit. nota n.13, p. 28.
[18] WRAGG Neil, HAYNES, David, "Commercial engineering of LNG value chain merits more attention", *LNG Journal,* junio 2008, p. 8. <En World Wide Web: http://www.lngjournal.com/portal/docs/june2008.pdf> [visitado el 26/12/2010].
[19] EXECUTIVE VIEW. *Financing LNG Regasification facilities*. <En World Wide Web: http://executiveview.com/knowledge_centre.php?id=11905> [visitado el 26/12/2010].
[20] WHITE John, BOTTS Baker, "*Successful LNG projects start off with proper development strategy", LNG Journal*, mayo 2009, p. 10. <En World Wide Web: http://www.bakerbotts.com/file_upload/documents/LNGJournalMay09_White.pdf> [visitado el 26/12/2010].
[21] PICTON-TURBERVILL, DYER, *United Kingdom*. Cit. nota n.1, p. 279.
[22] EURASIA REVIEW. <En World Wide Web: http://www.eurasiareview.com/analysis/8227-uk-energy-profile-becoming-more-important-oil-and-gas-imports> [visitado el 27/11/2010].
[23] EXECUTIVE VIEW, *Financing LNG Regasification facilities*. Cit. nota n.19.
[24] EURASIA REVIEW, cit. nota n. 22.
[25] EMA, *Consultation paper initial findings and views on LNG importation into Singapore,* p. 13. <En World Wide Web: http://www.ema.gov.sg/attachments/Consultation/UPLOAD_20061122104504.pdf> [visitado el 24/12/2010].
[26] PICTON-TURBERVILL, DYER, *United Kingdom*. Cit. nota n. 1, p. 279.
[27] EXCELERATE ENERGY. En: < http://www.excelerateenergy.com/teesside.html> [visitado el 22/11/2010].

y puede abastecer 16.990.102 metros cúbicos diarios de gas natural al mercado del Reino Unido[28].

Existen también cinco proyectos en estado de planificación: Canvey LNG, Amlwch LNG, Norsea Oil Terminal LNG, Gateway LNG, y Port Meridian LNG[29].

c. Propiedad de los terminales de regasificación y relaciones de propiedad dentro de la cadena del gas natural

Los cuatro terminales de GNL en operación en el Reino Unido tienen la siguiente estructura de propiedad:

1. *Isle of Grain LNG Terminal.* Este terminal es propiedad de National Grid Grain LNG Limited, subsidiaria de National Grid plc (National Grid). La misma empresa opera el terminal[30].
   National Grid Grain plc también desarrolla negocios aguas abajo en la cadena de gas natural. Es propietaria y operadora de 4 plantas de almacenamiento de GNL[31]. Asimismo es propietaria y operadora del sistema nacional de transmisión de gas en el Reino Unido a través de su subsidiaria National Grid Gas plc. Este sistema comprende alrededor de 7.600 kilómetros de gasoductos de alta presión y 23 estaciones de compresión que conectan a 8 redes de distribución y sistemas de distribución de terceros independientes para el transporte de gas a consumidores finales[32].
   En materia de distribución, National Grid Grain es propietaria de cuatro de las ocho redes de distribución de gas en el Reino Unido[33].
   National Grid Grain también tiene intereses en otras actividades relacionadas con el gas natural, en cuanto es el accionista mayoritario de Xoserve, empresa que administra las interfaces comerciales entre los más grandes transportistas de gas en el Reino Unido y sus clientes[34].
   Como se aprecia, este grupo empresarial tiene intereses económicos a lo largo de toda la cadena del gas en el Reino Unido.

2. *Dragon LNG Terminal.* La empresa propietaria y operadora de este terminal es Dragon LNG, que corresponde a un joint venture entre BG Group (50%), Petroliam Nasional Berhad (Petronas) (30%) y 4 Gas (20%)[35].
   BG Group es un gigante del rubro, y se dedica a la exploración, extracción, transporte, distribución y suministro de gas natural[36]. Cuenta con terminales

[28] EURASIA REVIEW, cit. nota n. 22.
[29] PICTON-TURBERVILL, DYER, *United Kingdom*. Cit. nota n. 1, p. 279.
[30] PICTON-TURBERVILL, DYER, *United Kingdom*. Cit. nota n. 1, p. 279.
[31] NATIONAL GRID, Annual Report and Accounts 2009/10 National Grid Gas plc, p. 2. <En World Wide Web: http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/695FA455-66DF-4980-B347-41598948A7CF/42346/NGGARA200910.pdf> [visitado el 26/12/2010].
[32] NATIONAL GRID. *Annual Report and Accounts*. Cit nota n. 31, p. 1.
[33] NATIONAL GRID. *Annual Report and Accounts*. Cit. nota n. 31, p. 1.
[34] NATIONAL GRID. *Annual Report and Accounts*. Cit. nota n. 31, p. 2.
[35] PICTON-TURBERVILL, DYER, *United Kingdom*. Cit. nota n.1, p. 279.

de licuefacción de GNL en Trinidad y Tobago y Egipto a través de Atlantic LNG y Egipto LNG respectivamente. También se encuentra explorando nuevas oportunidades de licuefacción en los países mencionados y en Nigeria[37].

En materia de gasoductos, BG Group tiene el 51.18% de participación en el gasoducto llamado *Central Area Transmission System* que une a la Plataforma de Everest (plataforma de producción de gas) con Teeside. BG es asimismo operador de dicho gasoducto[38].

BG Group tiene un 7,86% de participación en el gasoducto *Shearwater Elgin Area Line* (SEAL) y un 15,98% de participación en el gasoducto *SEAL Interconnector Link* (SILK).

Finalmente, en materia de energía, BG Group tiene el 50% de participación en una central de energía construida en el terminal Dragon LNG. Esta central se abastece del gas natural de dicho terminal y a su vez, le provee de energía[39].

3. *South Hook LNG Terminal.* South Hook LNG Terminal Company Ltd. es la empresa propietaria y operadora de este terminal. Esta empresa corresponde a un *joint venture* entre Quatar Petroleum (67.5%), Exxon Mobil Quatargas (II) Limited (24.15%), y, ELF Petroleum UK Limited (8.35%)[40].

Quatar Petroleum es una corporación del Estado de Qatar y es responsable de todo el petróleo y gas procesado en dicho país[41]. Quatar Petroleum se desenvuelve en distintos ámbitos dentro de la industria de combustibles a nivel mundial, incluyendo los mercados de GNL y gas natural.

Exxon Mobil Quatargas (II) Limited pertenece al grupo empresarial de Exxon Mobil Corporation.

Exxon Mobil Corporation es responsable de aproximadamente el 10% de la producción total de petróleo y gas en el Reino Unido[42], siendo la operadora designada de los campos al norte del Mar del Norte. También opera una planta procesadora de gas terrestre en St. Fergus, Escocia[43].

Exon Mobil Corporation se desarrolla asimismo aguas abajo en la cadena de gas natural. A través de Exxon Mobil Gas & Power Marketing, comercializa gas y energía. Esta empresa ha abastecido el mercado del gas del Reino

---

[36] BG GROUP. <En World Wide Web: http://www.bg-group.com/OurBusiness/OurBusiness/Pages/OurBusiness.aspx> [visitado el 25/11/2010].

[37] BG GROUP. <En World Wide Web: http://www.bg-group.com/OurBusiness/OurBusiness/Pages/LNG.aspx> [visitado el 26/12/2010].

[38] BG GROUP. <En World Wide Web: http://www.bg-group.com/OurBusiness/WhereWeOperate/Pages/UKUpstreamoperations.aspx> [Visitado el 26/12/2010].

[39] BG GROUP. Cit. nota n. 38.

[40] SOUTH HOOK LNG TERMINAL COMPANY LTD, <En World Wide Web: http://www.southhooklng.co.uk/cds-web/view.do?id=1470> [visitado el 22/11/2010].

[41] SOUTH HOOK LNG TERMINAL COMPANY LTD, <En World Wide Web: http://www.southhooklng.co.uk/cds-web/view.do?id=1598> [visitado el 26/11/2010].

[42] EXXON MOBIL. <En World Wide Web: http://www.exxonmobil.co.uk/UK-English/about_who.aspx> [visitado el 26/12/2010].

[43] EXXON MOBIL. <En World Wide Web: http://www.exxonmobil.co.uk/UK-English/about_what_offshore.aspx> [visitado el 26/12/2010].

Unido por más de 30 años y sus ventas representan alrededor del 14% del mercado del gas de ese país[44].
ELF Petroleum UK Limited (Total) es una de las compañías internacionales de petróleo y gas más grandes del mundo. Sus operaciones cubren toda la cadena energética, incluyendo exploración y explotación de petróleo y gas, transporte marítimo, refinación y comercialización de productos derivados del petróleo, así como productos químicos. Estas diversas actividades también se ven presentes en el mercado del Reino Unido, siendo las de mayor relevancia para los efectos de este estudio, la exploración, producción, refinación y comercialización de gas y petróleo[45].

4. *The Teeside Gasport Facility*. Este muelle es en un 100% propiedad de Excelerate Energy, empresa importadora GNL y proveedora de servicios de regasificación[46]. Esta empresa no juega otros roles dentro de la cadena del gas natural en el Reino Unido

3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL

En el sistema normativo del Reino Unido existen normas específicas aplicables al GNL y a la industria de regasificación, las que se encuentran incorporadas en cuerpos normativos generales.

Las principales son la *Gas Act* de 1986, que consagra el acceso regulado de terceros y el derecho para el propietario del terminal de solicitar una exención a la aplicación de dichas normas basado en los criterios que ahí se señalan. Además consagra la figura de la OFGEM como el ente regulador para el mercado del GNL; la *Electricity Act* de 1989, que consagra los principales objetivos del *Gas and Electricity Markets Authority* (GEMA); la *Petroleum Act* de 1998 que regula el funcionamiento de gasoductos; la *Competition Act* de 1998, que en su capítulo primero recoge el artículo 101 del Tratado de la Unión Europea para la aplicación dentro del RU y en su capítulo II la norma del artículo 102 del mismo cuerpo normativo en lo relativo al tratamiento del abuso de posición dominante; la *Utilities Act* de 2000 que consagra la figura del GEMA; la *Enterprise Act* de 2002 que regula a *The Office of Fair Trading* (OFT) y al *Competition Appeal Tribunal* (CAT), además de los procedimientos que pueden seguirse ante este; la *Energy Act 2008*, relativa a la importación de gas y almacenamiento; y la *Planning Act 2008* que consagra el concepto de proyectos de infraestructura de significancia nacional, dentro de los cuales se incluye a los terminales de GNL.

---

[44] EXXON MOBIL. <En World Wide Web: http://www.exxonmobil.co.uk/UK-English/about_what_gas.aspx> [visitado el [27/11/2010].

[45] TOTAL. <En World Wide Web: http://www.total.co.uk/uk/ukcorporate.nsf/VS_OPM/8FA2D23AC5E59863C125731A004D5AC6?OpenDocument&LG=English&> [Visitado el 27/11/2010].

[46] EXCELERATE ENERGY. <En World Wide Web: http://www.excelerateenergy.com/> [visitado el 27/11/2010].

Finalmente, también se le aplica el *Statutory Instrument Nº 2043, The Gas (Third Party Access Regulations 2004*, que es la norma que traspasó las disposiciones de la Directiva 55/2003/CE dentro de las disposiciones de la Gas Act de1986.

Este marco regulatorio del GNL convive con cuerpos normativos comunitarios (directivas y reglamento de la UE).

a. Regulación principal

La legislación económica más relevante que regula el funcionamiento de los terminales de GNL en el RU es la siguiente:

1. *Gas Act de 1986*. Esta ley se aplica directamente a la industria de terminales de regasificación de GNL, principalmente en lo relativo a la regulación del acceso a terceros a partir de las modificaciones que le introdujo el *Statutory Instrument Nº 2043* denominado *"The Gas (Third Party Access) Regulation 2004"*. La Sección 19D regula el acceso de terceros propiamente tal y la Sección 19C consagra el derecho para el propietario del terminal de solicitar una exención a la aplicación de dichas normas.

2. *Competition Act de 1998*. Este cuerpo normativo en su capítulo primero recoge el artículo 101 del Tratado de la Unión Europea para la aplicación dentro del RU. En su capítulo II hace lo mismo con la norma del artículo 102 del Tratado de la Unión Europea en lo relativo al tratamiento del abuso de posición dominante. A este respecto es relevante señalar que la norma del artículo 18 contiene ciertas hipótesis de abuso de posición dominante, más no es una norma taxativa. Así, autores han considerado como una manifestación de dicho ilícito el que se deniegue acceso a infraestructura esencial[47]. Esta ley además entrega facultades a la *Office of Fair Trading* (OFT) y a *The Office of The Gas and Electricity Markets (*OFGEM) para actuar conjunta o individualmente en la aplicación y ejecución de las normas de competencia contempladas en este cuerpo normativo.

3. *Enterprise Act de 2002*. Esta ley entrega poderes al regulador sectorial, el *Office of Gas and Electricity Markets* (GEMA) y al regulador de la competencia, el *Office of Fair Trading* (OFT), en lo relativo a hacer cumplir las normas de la competencia.

b. Regulación de detalle

Fuera de *The Gas (Third Party Access) Regulation 2004*, no hemos encontrado otra regulación de detalle que sea relevante y atingente en la materia. Aún así, es importante destacar la existencia del documento denominado *"LNG facilites and interconnectors: EU legislation and regulatory regime. DTI/Ofgem final views*", de Noviembre de 2003, en que

[47] JONES Hywel, PEGG Garry, "LNG regulation", en Paul Griffin (ed), *Liquefied Natural Gas: The Law and Business of LNG*, Global Business Publishing, Londres 2006, p. 141.

el regulador entrega su visión detallada sobre la materia[48]. También son destacables los procesos de consulta que se han generado ante cada una de las solicitudes de exención de la subsección 19C de la *Gas Act* 1986 presentadas por tres terminales de GNL del RU (Isle of Grain, Dragon y South Hook). Por último, debe tenerse presente que parte importante de la regulación de detalle relativa a cada terminal, se encuentra en las órdenes a través de las cuales OFGEM otorga a cada uno de estos las exenciones de las normas que consagran el sistema regulado de acceso de terceros.

4. Entes reguladores

Los organismos de regulación económica más relevantes que tienen injerencia directa en el mercado de terminales de regasificación de GNL, son los siguientes:

a. The Office of the Gas and Electricity Markets (OFGEM)

La OFGEM es el organismo regulador económico de los mercados del gas y electricidad. Es un organismo autónomo y especializado, que se encuentra gobernado por el *Gas and Electricity Markets Authority* (GEMA)[49].

El objetivo central de OFGEM es la protección de los consumidores, lo cual se logra mediante la promoción de la competencia en los mercados de gas y eléctrico[50]. En lo relativo a la regulación del mercado del gas, sus poderes derivan de la *Gas Act 1986* y sus poderes para hacer cumplir la normativa derivan directamente de la *Competition Act 1998* y *Enterprise Act 2002*.

OFGEM tiene poderes concurrentes con el *Office of Fair Trading* (OFT) bajo la *Competition Act 1998* y la *Enterprise Act 2002*, normativas que les permiten actuar conjunta o individualmente en la aplicación y ejecución de las normas de competencia contenidas en los artículos 101 y 102 del Tratado de la Comunidad Europea y sus normas equivalentes bajo la *Competition Act 1998*. A su vez, bajo la *Enterprise Act* tienen poderes concurrentes para presentar consultas a la Comisión de Competencia del RU cuando tengan motivos razonables para sospechar que la competencia está siendo restringida o distorsionada por una característica del mercado del RU de bienes y servicios en relación con la explotación, producción, transporte o abastecimiento de gas[51].

El rol de la OFGEM es de alta importancia respecto a la regulación de acceso de los terminales regasificadores de GNL. OFGEM es el organismo que administra y regula todo el sistema de mecanismos anti-acaparamiento establecidos en las excepciones otorgadas a los terminales de GNL en el RU. Para ello interpreta y complementa la legislación de gas y competencia con una visión transversal. A su vez, resuelve conflictos en los procedimientos

---

[48] OFGEM. <En World Wide Web: http://www.ofgem.gov.uk/Markets/WhlMkts/CompandEff/TPAccess/Documents1/LNG%20facilities%20and%20interconnectors%2025nov03.pdf> [visitado el 26/12/2010].

[49] OFGEM. <En World Wide Web: http://www.ofgem.gov.uk/About%20us/Pages/AboutUsPage.aspx> [visitado el 26/12/2010].

[50] OFGEM. Cit. nota n. 49.

[51] JONES y PEGG. *LNG regulation*. Cit. nota n.47, p. 144.

de acceso negociado que se analizan más adelante[52]. Esto sin perjuicio de que si una empresa deniega el acceso, esta conducta puede ser considerada una infracción a las obligaciones de instalación esencial bajo el Capítulo II de la *Competition Act* (abuso de posición dominante)[53].

En caso que la OFGEM concluya que efectivamente hay una infracción a las normas de competencia, tiene la facultad de emitir una orden para terminar con la infracción e imponer penas financieras por los ilícitos que se cometan intencionalmente o con negligencia (hasta el 10% de volumen de negocios mundial de una empresa)[54].

b. Office of Fair Trading (OFT)

El *Office of Fair Trading* (OFT) es un ente autónomo cuya misión es hacer cumplir las normas protectoras del consumidor y de la competencia, actuando así como la principal entidad de regulación económica del RU. El OFT investiga y sanciona, pudiendo apelarse sus decisiones ante el tribunal especializado denominado *Competition Appeals Tribunal* (CAT), cuyas decisiones a su vez, pueden ser apeladas ante la *Court of Appeals* (CA).

5. Autorización de instalación de terminales

En el RU no se necesita una autorización del regulador energético para construir u operar un terminal de GNL. Esto es sin perjuicio de requerir las autorizaciones ambientales y territoriales conforme a las reglas generales[55]. También es necesario contar con permisos relativos a sustancias peligrosas y de seguridad y salud[56].

6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado

En el RU el principal órgano administrativo encargado de velar por la competitividad de los mercados es el *Office of Fair Trading* (OFT). Las decisiones del OFT pueden ser reclamadas ante el *Competition Appeals Tribunal* (CAT), quien puede incluso pronunciarse sobre el mérito de las mismas. También es posible reclamar algunas decisiones del OFT ante la *Competition Commission*, cuyas decisiones son a su vez revisables por el CAT. Las sentencias del CAT son reclamables ante la Corte de Apelaciones de Inglaterra y Gales, la *Court of Session* en Escocia, y la Corte de Apelaciones de Irlanda del Norte. También es posible solicitar revisión judicial de las decisiones del OFT, aunque sólo en lo que respecta

---

[52] ANDERSON Neil, *"United Kingdom", Getting the Deal Through, Gas Regulation,* 2008. <En World Wide Web: http://www.biggartbaillie.co.uk/media/175991/gas%20regulation%20uk%20overview%202008.pdf> [visitado el 26/12/2010].
[53] JONES y PEGG. *LNG regulation*. Cit. nota n. 47, p. 146.
[54] OFGEM, *Enforcement guidelines on complaints and investigations*, En: http://www.ofgem.gov.uk/About%20us/enforcement/Documents1/Enforcement%20Guidelines%20post%20consultation.pdf [visitado el 02/12/2010].
[55] JONES y PEGG. *LNG regulation*. Cit. nota n. 4, p. 141.
[56] En materia de seguridad, ver el resumen presentado por *Health and Safety Executive*. <En World Wide Web: http://www.hse.gov.uk/gas/supply/ingterminals.htm> [visitado el 05/12/2010].

a aspectos legales, ante las *High Courts* de Inglaterra y Gales (tribunales de primera instancia).

En lo relativo al gas, de acuerdo con la *Competition Act 1998 (Concurrency) Regulations 2004*[57] y la *Gas Act* 1986, el OFGEM tiene potestades concurrentes junto al OFT para investigar las conductas que pueden ser anticompetitivas en el sector del gas[58].

Desde un punto de vista sustantivo, la relación entre la regulación sectorial y el derecho de la competencia es siempre compleja, pues en principio el derecho de la competencia —incluyendo restricciones relativas a instalaciones esenciales, negativas de venta y otras cláusulas o condiciones que puedan afectar la competencia— mantiene su vigencia de manera paralela. Ahora bien, existiendo normativa especial que considera detalladamente aspectos de competencia, es poco factible que las autoridades de la competencia utilicen dicha normativa general para desestructurar una regulación sectorial, la que a su vez contempla programas de políticas cuidadosamente diseñados.

Respecto a la coordinación inter-órganos, el OFGEM y el OFT han establecido ciertos acuerdos respecto a cómo ejercer sus poderes conjuntos cuando la conducta en cuestión se restringe al mercado del gas. De acuerdo a tales arreglos, es típicamente el OFGEM quien toma el liderazgo en materia de investigación y castigo de hechos contrarios a la competencia[59].

7. Solución de controversias

a. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores

Las decisiones del OFT y de OFGEM adoptadas a la luz de la *Competition Act 1998*, pueden ser apeladas ante el *Competition Appeals Tribunal* (CAT), de acuerdo a lo dispuesto a las secciones 46 y 47 de dicho cuerpo legal[60]. Este tribunal, tal como indica su sitio web, corresponde a un "cuerpo judicial especializado con un conocimiento interdisciplinario en temas de derecho, economía, negocios y contabilidad, cuya función es oír y decidir casos que involucran competencia y temas de regulación económica"[61]. Este tribunal podrá confirmar, o anular todo o parte de la decisión; remitir el asunto al regulador del sector; imponer, revocar o modificar el importe de la sanción; dar instrucciones o tomar otras medidas que el regulador podría haber dado o tomado; y tomar cualquier otra decisión que el regulador podría haber tomado[62]. Salvo en el caso de una apelación en contra de la

[57] The Competition Act 1998 (Concurrency) Regulations 2004. <En World Wide Web: http://www.statutelaw.gov.uk/content.aspx?LegType=All+Legislation&title=Competition+Act&searchEnacted=0&extentMatchOnly=0&confersPower=0&blanketAmendment=0&sortAlpha=0&PageNumber=1&NavFrom=0&parentActiveTextDocId=918553&ActiveTextDocId=918553&filesize=23416> [visitado el 06/12/2010].
[58] JONES y PEGG. *LNG regulation*. Cit. nota n. 47, p. 144.
[59] PICTON-TURBERVILL, DYER. *United Kingdom*. Cit. nota. 1, p. 289.
[60] COMPETITION APPEAL TRIBUNAL. <En World Wide Web: http://www.catribunal.org.uk/242/About-the-Tribunal.html#Appeal-under-CA98> [visitado el 26/12/2010].
[61] COMPETITION APPEAL TRIBUNAL. <En World Wide Web: http://www.catribunal.org.uk/> [visitado 06/12/2010].
[62] COMPETITION APPEAL TRIBUNAL. Cit. nota n. 60.

imposición de una pena pecuniaria, la interposición de una apelación ante el tribunal no suspende el efecto de la decisión apelada, a menos que el Tribunal ordene lo contrario[63]. Las decisiones del CAT son revisables por la Corte de Apelaciones de Inglaterra[64].

b. Controversias entre particulares

Como hemos indicado, en RU se utiliza un procedimiento regulado de acceso de terceros en que el propietario del terminal debe cumplir con la publicación de las condiciones comerciales no discriminatorias de acceso. Cualquier persona interesada en acceder al terminal debe presentar su solicitud al propietario, quien a su vez puede otorgar el acceso o denegarlo. Si existe negativa el tercero interesado podrá recurrir ante OFGEM.

Para dar curso a la solicitud, OFGEM debe considerar que la misma no perjudique la operación eficiente de la instalación o el tratamiento en la instalación de: i) las cantidades de gas líquido que el dueño de la instalación requiera o razonablemente puede esperarse que requiera sean tratadas en la instalación; y ii) las cantidades de gas líquido que cualquier persona que tenga derecho a tener gas líquido tratado en dicha instalación, tenga derecho a exigir sea tratado en ejercicio de tal derecho[65].

En el caso de que OFGEM acoja la solicitud dará instrucciones al dueño de la instalación para que otorgue acceso. El dueño de la instalación debe obedecer la decisión del regulador, y los términos y tarifas establecidos por el mismo para el acceso. Esta decisión es recurrible ante los tribunales de justicia.

c. Jurisprudencia relevante

No se ha encontrado jurisprudencia relevante.

8. Integración vertical

En el Reino Unido no existe regulación que prohíba o restrinja la integración vertical entre empresas operadoras o dueñas de terminales de GNL y otras que cumplan distintos roles dentro de la cadena del GNL, particularmente en las calidades de cargadores/usuarios del terminal y suministradores de gas.

Ahora bien, la *Gas Act* de 1986 (modificada por la *The Gas (Third Party Access) Regulations 2004*) establece que los terminales que quieran exceptuarse de la obligación

[63] COMPETITION APPEAL TRIBUNAL. Cit. nota n. 60.
[64] COMPETITION APPEAL TRIBUNAL. Cit. nota n. 60.
[65] Traducción del autor. Subsección 19D(11), *Gas Act* 1986: Where, after considering an application under subsection (8), the Director is satisfied that the giving of directions under this subsection would not prejudice the efficient operation of the facility, or the treatment in the facility of
(a) The quantities of liquid gas which the owner of the facility requires or may reasonably be expected to require to be treated in the facility; and
(b) The quantities of liquid gas which any person who has right to have liquid gas treated in the facility is entitled to require to be so treated in the exercise of that right.
The Director may give such directions to the owner of the facility.

dar acceso a terceros en los términos autorizados por la normativa europea, deberán cumplir, entre otros requisitos, con estar legalmente separados en su propiedad del gestor que opera la red de transmisión (artículo 19C(7) letra c)).

La separación en cuestión es netamente legal (y, por consecuencia, también contable), y así lo prueba el caso del terminal de Isle of Grain. Dicho terminal es de propiedad y es operado por National Grid Grain LNG Ltd, empresa subsidiaria de National Grid plc. Esta última a su vez es propietaria de National Grid Gas plc (NGG), que es propietaria y opera el sistema nacional de transmisión. Por otro lado, la instalación Grain también está conectada al sistema de distribución local de propiedad de Southern Gas Network plc[66].

Esta exención ha sido autorizada por cuanto National Grid Grain LNG Ltd y National Grid Gas plc son filiales separadas e independientes, ambas de propiedad total de National Grid plc. National Grid Grain LNG Ltd también tiene plena separación financiera de las demás empresas bajo National Grid plc. Así, National Grid Grain LNG Ltd interactúa con National Grid Gas plc y Southern Gas Network plc como cualquier otro tercero. Además National Grid Grain Ltd no está afiliado con ningún otro participante del mercado del gas usando parte alguna de la red de gas del Reino Unido.

A raíz de la separación anterior, National Grid Gas plc está sujeto a las condiciones de licencia y obligaciones de la *Gas Act* 1986 que aseguran que ninguna ventaja comercial injusta sea conferida a National Grid Grain LNG Ltd[67]. En vista de lo anterior se estima cumplido el criterio contenido en la letra (c) de la subsección 19C(7) de la *Gas Act* 1986 y OFGEM así lo ha señalado[68].

Todo lo anterior es sin perjuicio que también existen en el Reino Unido restricciones que recaen directamente sobre las firmas que realizan actividades de transmisión y distribución. En la implementación de la Directiva Europea 2003/55/CE, la *Gas Act* 1986 prohíbe a una persona ser titular de una licencia de transmisión o distribución de gas y al mismo tiempo dedicarse al suministro de gas. La Directiva 2009/73/CE, correspondiente al tercer paquete legislativo, permite a los estados miembros optar por la desintegración patrimonial o por niveles menores de desintegración. En este último caso, la directiva permite a los estados miembros elegir entre dos sistemas de desintegración, el sistema ISO (*Independent System Operator*) o el sistema ITO (*Independant Transport Operator*[69]*)*. El Reino Unido parece interesado en implementar el modelo ITO[70].

---

[66] NATIONAL GRID GRAIN LNG LTD. *National Grid Grain LNG ltd application for exemption from section 19D of the Gas Act 1986*, p. 10. <En World Wide Web: http://www.ofgem.gov.uk/MARKETS/WHLMKTS/COMPANDEFF/TPACCESS/Documents1/16424212_06.pdf > [visitado el 29/12/2010]

[67] NATIONAL GRID GRAIN LNG LTD. National Grid Grain LNG ltd application, p. Cit. nota n. 66.

[68] NATIONAL GRID GRAIN LNG LTD. National Grid Grain LNG ltd application, p. Cit. nota n. 66.

[69] Para una descripción de estas opciones ver capitulo de la Unión Europea.

[70] OFGEM, *Consultation on the certification of transmission system operators under the Third Package,* <En World Wide Web: http://www.ofgem.gov.uk/Pages/MoreInformation.aspx?file=3rd%20pk%20unbundling%20con%20doc_FINAL.pdf&refer=Europe> [visitado el 30/11/2010].

9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación

La Directiva 2003/55/CE ordenó a los Estados miembros la implementación de un sistema regulado de acceso de terceros a los terminales de GNL basado en tarifas públicas, aplicadas objetivamente y sin discriminación. Bajo este sistema, las tarifas o al menos las metodologías para su cálculo deben ser sometidas a la aprobación previa por parte de la autoridad reguladora[71].

El año 2003, antes de la implementación de esta Directiva, las principales autoridades reguladoras británicas de la época —DTI[72] y OFGEM— dictaron una guía con su visión inicial de cómo debía ser implementado el segundo paquete legislativo dentro de la legislación interna, la cual fue sometida a consulta de los distintos actores del mercado. Como consecuencia de este proceso de consulta se dictó una guía final en la materia[73], en la que se presentaron distintas propuestas para los sistemas regulados y exentos.

Finalmente, con la dictación de la *Gas Third Party Access Regulations* de 2004, las disposiciones de la Directiva fueron implementadas dentro de la legislación del Reino Unido mediante la modificación de la *Gas Act* 1965, *Gas Act* 1986 y *Petroleum Act* 1998. En teoría, el Reino Unido cuenta en su legislación con un sistema de acceso regulado, pero, en la práctica, los tres terminales existentes han sido exceptuados por el OFGEM de la obligación de dar acceso a terceros.

a. Obligación de acceso

La *Gas Act* 1986 consagra en la subsección 19D el sistema regulado de acceso de terceros. La citada legislación consagra distintas obligaciones para el propietario de una instalación importadora de GNL. En primer lugar, éste debe publicar antes de entrar en funcionamiento, las principales condiciones comerciales relacionadas con dar a otra persona el derecho de tratar en su nombre gas natural licuado en la instalación. También, consagra la obligación de publicar cualquier cambio en las condiciones publicadas tan pronto sean efectivas[74] y además, deberá velar porque las condiciones que se le exija

[71] OFGEM. *LNG facilities and interconnectors: EU legislation and regulatory regime. DTI/OFGEM initial views,* Junio 2003, p. 15. <En World Wide Web: http://www.ofgem.gov.uk/Europe/ad/Documents1/3804_Initial_Views_on_directives_IC_and_LNG_final.pdf > [visitado el 20/12/2010].

[72] La DTI fue abolida.

[73] Esta guía corresponde a la denominada *LNG facilities and interconnectors: EU legislation and regulatory regime. DTI/OFGEM final views, November 2003*. p, 13, <En World Wide Web: < http://www.ofgem.gov.uk/Markets/WhlMkts/CompandEff/TPAccess/Documents1/LNG%20facilities%20and%20interconnectors%2025nov03.pdf> [visitado el 20/12/2010].

[74] Traducción del autor. Subsección 19D(1) *Gas Act* 1986: Subject to subsection (2A), the owner of an LNG import facility to which this section applies (a "relevant facility") (a) Shall prior to their entry into force publish the main commercial conditions relating to the grant to another person of a right to have liquid gas treated in the facility on that person's behalf; and (b) Shall publish any changes to the published conditions as soon as they become effective.

publicar no sean discriminatorias de los solicitantes o de potenciales solicitantes, en cuanto al derecho de tratar gas líquido en la instalación[75].

En materia de costos de acceso, la regulación de acceso de terceros contempla un sistema de imposición de tarifas, consistente en que el costo o el método para determinar el costo de la adquisición del derecho de tratar gas líquido en una instalación pertinente y cualquier modificación al respecto debe ser aprobado por la OFGEM y dicha aprobación puede ser dada bajo condición de efectuar ciertas modificaciones ya sea al costo o a la metodología[76]. Antes de obtener dicha aprobación, el solicitante deberá realizar todas las consultas que la OFGEM requiera[77].

b. Exención de acceso

De conformidad a la Directiva 2003/55/CE, la sección 19C de la *Gas Act* 1986 contempla el derecho para los dueños o quienes esperen ser los dueños de las instalaciones de importación de GNL de solicitar a la OFGEM una exención del sistema de regulación de acceso de terceros respecto de la instalación[78]. Esta normativa es particularmente relevante en el RU, pues todos los terminales existentes en dicho país se encuentran exentos.

De acuerdo a la citada norma la OFGEM autorizará la exención cuando estime cumplidos los siguientes requisitos:

1. La instalación nueva, o un aumento de capacidad de una instalación existente, promueve la seguridad de suministro.
2. El nivel de riesgo es tal que la inversión para la construcción de la instalación o para modificar la infraestructura para permitir un aumento significativo en su capacidad (según sea el caso), no sería o no habría sido realizada sin la exención.
3. La instalación es o será de propiedad de una persona distinta que el transportista de gas que opera o que operará el sistema de gasoductos conectado o que estará conectado a la instalación.
4. Los cobros serán impuestos a los usuarios de la instalación o del aumento de su capacidad, según sea el caso.
5. La exención no irá en detrimento de la competencia, de la operación de un mercado eficiente del gas o del eficiente funcionamiento del sistema de gasoducto conectado a la instalación; y,

[75] Traducción del autor. Subsección 19D(3) *Gas Act* 1986: The owner of a relevant facility shall ensure that the conditions which he is required to publish under section (1) do not discriminate against any applicants or descriptions of applicants, or any potential applicants or descriptions of potential applicants, for a right to have liquid gas treated in the facility.

[76] Traducción Subsección 19D(2A) *Gas Act* 1986: The cost or the method of determining the cost of acquiring the right to have liquid gas treated in a relevant facility and any changes thereto must be approved by the Authority prior to their publication; and such approval may be given on condition that certain modifications are made to the cost or methodology.

[77] Traducción Subsección 19D(2B) *Gas Act* 1986: Before the owner of a relevant facility seeks approval under subsection (2A) he must carry out such consultation as the Authority may require.

[78] Traducción Subsección 19C(2) *Gas Act* 1986: A person who is or expects to be an owner of an LNG import facility may apply in writing to the Director for an exemption with respect to the facility.

6. La Comisión de las Comunidades Europeas está o estará de acuerdo con la exención[79].

Estos criterios difieren levemente de los contemplados en la directiva correspondiente al segundo paquete, mas a juicio de OFGEM, no existen diferencias sustanciales o de fondo.

La exención será dada por escrito y puede tener efecto por un periodo indefinido o por un periodo específico determinado en o en virtud de la exención. Puede ser otorgada sin condiciones o sujeta a las condiciones que OFGEM considere apropiadas y también, para tener efecto respecto de toda la capacidad o cualquier aumento significativo en la capacidad de la instalación[80]. La OFGEM deberá publicar su decisión de dar o denegar una exención junto con las razones de su decisión de la manera que considere apropiada[81].

Finalmente, la exención puede ser revocada de acuerdo al contenido de sus propias disposiciones y, en cualquier caso, podrá ser revocada notificando al dueño de la instalación respectiva no antes de cuatro meses de hacerla efectiva[82].

OFGEM, en su documento del año 2003 denominado *LNG facilities and interconnectors: EU legislation and regulatory regime. DTI/OFGEM final views*, dio a conocer su visión de política pública en relación a las exenciones. De acuerdo a este organismo:

1. Un sistema exento debe contar con una distribución efectiva de la capacidad, lo que se logra con ofertas iniciales de capacidad al mercado[83]. Una oferta de este tipo puede dar un mayor sustento a una solicitud de exención en relación a la evaluación de la competencia, lo que deberá ser analizado caso a caso[84].

---

[79] Traducción Subsección 19C(7) *Gas Act* 1986: The requirements of this subsection are that (a) The facility or (as the case may be) the significant increase in its capacity will promote security of supply; (b) The level of risk is such that the investment to construct the facility or (as the case may be) to modify the facility to provide for a significant increase in its capacity would not be or would not have been made without the exemption; (c) The facility is or is to be owned by a person other than the gas transporter who operates or will operate the pipeline system connected or to be connected to the facility; (d) Charges will be levied on users of the facility or (as the case may be) the increase in its capacity; (e) The exemption will not be detrimental to competition, the operation of an economically efficient gas market or the efficient functioning of the pipeline system connected or to be connected to the facility; and (f) The Commission of the European Communities is or will be content with the exemption.

[80] Traducción del autor. Subsección 19(C)(3) *Gas Act* 1986: An exemption shall be given in writing and may be given (a) So as to have effect for an indefinite period or for a period specified in, or determined under, the exemption; (b) Unconditionally or subject to such conditions as the Director considers appropriate; (c) So as to have effect in relation to the whole of the capacity of the facility or any significant increase in the capacity of the facility.

[81] Traducción del autor. Subsección 19C(10) *Gas Act* 1986: The Authority shall publish its decision to give or refuse to give an exemption together with the reasons for its decision in such manner as it considers appropriate.

[82] Traducción del autor. Subsección 19C(4) *Gas Act* 1986: An exemption may be revoked in accordance with its provisions and, in any event, may be revoked by giving a notice of revocation to the owner of the facility concerned not less than four months before the coming into force of the revocation.

[83] OFGEM. LNG facilities and interconnectors, cit. nota n. 73, p. 13.

[84] OFGEM. LNG facilities and interconnectors, cit. nota n. 73, p. 14.

2. Un sistema exento debe contar con mecanismos efectivos para asegurar que la capacidad no sea acaparada. El sistema por el que opta OFGEM es el de dar a los desarrolladores la posibilidad de proponer su propio mecanismo. OFGEM puede retirar la exención o exigir la modificación de los mecanismos de anti-acaparamiento en caso que ellas no funcionen[85]. A la larga, cada proyecto deberá demostrar que cuenta con un mecanismo transparente que permita que la capacidad no utilizada esté disponible para el mercado. El objetivo último es asegurar que la capacidad no sea acaparada y que la capacidad no utilizada pueda ser obtenida por terceros de una manera transparente en el mercado con el fin de maximizar el uso de la instalación. Muchos desarrolladores de GNL han considerado razonable que se establezca un boletín electrónico para publicitar los cupos de más[86].
3. Finamente, un sistema exento debe contar con un sistema de entrega de información para el regulador y el mercado[87]. A este respecto, se señaló que es apropiado que el regulador tenga acceso a la información necesaria para cumplir sus funciones. En cuanto a la entrega de información al mercado, los reguladores consideran que debe haber una equivalencia entre la información requerida a los operadores de GNL y la que generalmente se requiere de actividades similares en los mercados de gas y electricidad respectivamente. Además de esto, los reguladores consideraron que no hay problema con la publicación de la información *ex post*. Además, los contratos que las instalaciones de GNL hayan suscrito con usuarios no deben contener disposiciones que impidan al operador de la instalación entregar información al regulador, cumplir cualquier obligación con el sistema de transmisión del Reino Unido con el cual la instalación esté conectada (incluyendo futuras modificaciones a por ejemplo, los códigos de sistemas de transmisión) y el cumplimiento de cualquier requisito existente o futuro de poner información a disposición del mercado[88].

c. Mecanismos de asignación de capacidad primaria[89]

En la práctica, todos los terminales del Reino Unido solicitaron la exención de la aplicación de las normas que regulan el acceso a terceros. OFGEM autorizó dichas exenciones, las que a su vez fueron aprobadas por la Comisión Europea. Los mecanismos de acceso fueron establecidos en los actos administrativos singulares que establecieron las exenciones para cada uno de los tres terminales existentes en el Reino Unido.

En vista de esto, el acceso a la capacidad primaria del terminal no se lleva a cabo a través de las reglas del acceso regulado propiamente tales, sino conforme a las condiciones de las exenciones. Dichas condiciones exigieron que la asignación inicial de cada terminal se

[85] OFGEM. LNG facilities and interconnectors, cit. nota n. 73, p. 18.
[86] OFGEM. LNG facilities and interconnectors, cit. nota n. 73, p. 18
[87] OFGEM. LNG facilities and interconnectors, cit. nota n. 73, p. 13.
[88] OFGEM. LNG facilities and interconnectors, cit. nota n. 73, p. 21.
[89] En este examen no incluiremos al puerto regasificador Teeside al no estar contemplado dentro de la información oficial.

realice conforme a un mecanismo licitatorio transparente y no discriminatorio *open season*[90].

Los operadores de los terminales recurrieron a este sistema en sus solicitudes de exención en vista que OFGEM, al momento de evaluar la implementación del sistema regulado de acceso de terceros, señaló que una oferta inicial de capacidad al mercado puede ayudar a sustentar la solicitud de exención en lo relativo a la evaluación de competencia[91] o el cumplimiento del criterio de la protección de la competencia contemplado en la letra e) de la subsección 19C(7).

A continuación pasamos a revisar tanto la autorización de exenciones para cada terminal, como el acceso de terceros a su capacidad primaria:

i. South Hook

El 22 de septiembre del año 2004, South Hook LNG Terminal Company Ltd presentó a la OFGEM una solicitud de exención de la aplicación de las normas de acceso de terceros para toda la capacidad de su terminal de GNL en Milford Heaven[92]. Esta compañía fundó su solicitud en estimar cumplidos todos los criterios contemplados en la sección 19C(7) de la *Gas Act* 1986 antes explicados.

OFGEM en su decisión estimó cumplidos dichos criterios, por lo que consideró apropiado otorgar la exención por el total de la capacidad propuesta para el terminal de GNL South Hook en Milford Heaven, esto es, una capacidad inicial de 10.5 miles de millones de metros cúbicos por año por una duración de 25 años y una capacidad expandida de 10.5 miles de millones de metros cúbicos por año por una duración de 25 años contados desde el inicio de las operaciones comerciales[93]. Esta decisión fue finalmente aprobada por la Comisión Europea el 10 de febrero del año 2005.

Dentro del análisis realizado por OFGEM, merece especial atención lo señalado a propósito del cumplimiento del criterio contemplado en la letra e) de la sección 19C(7) de la *Gas Act* 1986, relativo a la protección de la competencia. OFGEM otorgó libertad al propietario del terminal para la adopción de las medidas anti-acaparamiento que el mismo determine. Ahora bien, si con la adopción de dichas medidas aún existe capacidad primaria que no está siendo utilizada, será considerado como razón suficiente para revisar la exención, sobre la

---

[90] ERGEG. *ERGEG study on congestion management procedures & anti-hoardings mechanisms in the European LNG terminals,* 15 de noviemre 2010, p. 30, <En World Wide Web: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Gas/2010/E09-LNG-11-03_CMP%20in%20LNG_final%2016.11.2010.pdf> [visitado el 20/12/2010].

[91] OFGEM. *LNG facilities and interconnectors*. Cit. nota n. 73, p. 14.

[92] OFGEM. *Application by South Hook LNG Terminal Company Ltd (SHTCL) (owned by Quatar Petroleum and ExxonMobil) under section 19C of the Gas Act 1986 for an exemption from section 19D of the Gas Act 1986. Ofgem final views*. Noviembre 2004, p. 1. <En World Wide Web: http://www.ofgem.gov.uk/Europe/ad/Documents1/267-04.pdf> [visitado el 14/12/2010].

[93] OFGEM. Application by South Hook LNG Terminal Company Ltd (SHTCL, cit. nota n. 92, p. 21.

base de que está operando de tal manera que va en detrimento de la competencia o del funcionamiento de un mercado del gas económicamente eficiente[94].

En este punto, OFGEM señaló que el propietario del terminal al menos deberá demostrar que hay un mecanismo transparente que permita que la capacidad no utilizada esté disponible en el mercado, puesto que el objetivo final es asegurar que la capacidad no sea acaparada y que la capacidad que no está siendo utilizada pueda ser obtenida por terceros de una manera transparente para maximizar el uso del terminal de GNL en cuestión[95]. Dentro de la autorizaciónde exención, la OFGEM también contempló distintas condiciones a cumplir, las cuales principalmente se refieren a la entrega de información a la autoridad reguladora, razón por la que serán descritas en el punto 13 del presente informe, relativo a la transparencia y confidencialidad de la información.

Ahora, en lo relativo al acceso de terceros, South Hook Gas Company Ltd, propietaria del terminal, adquirió a través del sistema de venta *open season*, el 100% de la capacidad primaria del terminal[96]. Es importante señalar que el contrato suscrito permite la venta de los derechos de capacidad.

ii. Dragon

El 28 de octubre del año 2004, Dragon LNG Limited presentó a OFGEM una solicitud de exención de la aplicación de las normas de acceso de terceros, la cual fue fundada en el total cumplimiento de los criterios de exención contenidos en la sección 19C(7) de la *Gas Act* 1986. La OFGEM preliminarmente consideró que se cumplían todos los criterios y que se esperaba que el proyecto tuviese un impacto positivo en la competencia y en la seguridad y diversidad del abastecimiento para el Reino Unido[97].

Finalmente, consideró que sería apropiado otorgar la exención para toda la capacidad propuesta para el terminal, esto es, una capacidad inicial de 6 mil millones de metros cúbicos por año por una duración de 20 años y la capacidad de expansión de 6 mil millones de metros cúbicos por año desde la fecha en que cada fase de expansión comience su operación comercial[98]. Dentro del análisis de OFGEM respecto del cumplimiento del criterio contenido en la letra e) del artículo 19C(7) de la *Gas Act* 1986 relativo a la protección de la competencia, la autoridad explicó que su cumplimiento dependía de que el terminal contara con instalaciones para el mercado secundario y mecanismos anti-acaparamiento, dando como ejemplo los acuerdos *"Use it or Lose it"* (UIOLI)[99].

---

[94] OFGEM. Application by South Hook LNG Terminal Company Ltd (SHTCL) (owned by Quatar Petroleum and ExxonMobil) under section 19C of the Gas Act 1986 for an exemption, cit. nota n. 92, p. 15.
[95] OFGEM. Application by South Hook LNG Terminal Company Ltd (SHTCL), cit. nota n.92, pp. 15-16.
[96] SOUTH HOOK LNG, <En World Wide Web: http://www.southhooklng.co.uk/cds-web/view.do?id=1176> [visitado el 09/12/2010].
[97] OFGEM. *Application by Dragon LNG Limited under section 19C of the Gas Act 1986 for an exemption from section 19D of the Gas Act 1986, Ofgem final views*, Febrero 2005. p, 1. <En World Wide Web: http://www.ofgem.gov.uk/Markets/WhlMkts/CompandEff/TPAccess/Documents1/10028_2005.pdf> [visitado el 26/12/2010]
[98] OFGEM. Application by Dragon LNG Limited, cit. nota n.97, p. 18.
[99] OFGEM. Application by Dragon LNG Limited, cit. nota n. 97, p. 14.

Asimismo, una de las condiciones impuestas por la OFGEM dentro de la autorización de exención, corresponde a que todo el material proporcionado por el propietario del terminal a OFGEM respecto de esta exención, sea preciso en todos sus aspectos significativos.[100] Así, OFGEM puede esperar que el propietario del terminal informe con prontitud de cualquier declaración de intención, como por ejemplo, el compromiso de poner en marcha los acuerdos UIOLI[101].

Dentro de la autorización de exención el regulador señaló otras condiciones que deben ser cumplidas, las cuales en su mayoría se refieren a la entrega de la información a la autoridad reguladora, razón por la que serán descritas en el punto 13 del presente informe, relativo a la transparencia y la confidencialidad de la información.

En cuanto al acceso de terceros, todos los derechos de capacidad de Dragon fueron vendidos a través del sistema *open season* a BG Group y Petgas RU (cargadores primarios), por un periodo de 20 años. Estos derechos consisten en descargue y almacenamiento de GNL antes de su regasificación y en la regasificación y posterior inyección de gas al sistema nacional de transmisión[102]. Es importante destacar que los contratos celebrados por los cargadores primarios permiten la venta y el arriendo de los derechos de capacidad a terceras partes.

iii. Isle of Grain

El terminal Isle of Grain, único de los tres que no corresponde a un modelo *own-use* (uso propio), también se encuentra beneficiado con una exención por parte de la autoridad reguladora[103]. Su capacidad primaria fue subastada a través de un proceso de *open season,* siendo totalmente contratada de la siguiente manera: BP/Sonatrach obtuvo 3.3 millones de toneladas por año (mtpa), por un contrato de 20 años para usar el terminal tanto para la descarga de GNL como para su almacenamiento antes de la regasificación y posterior inyección al sistema nacional de transmisión. Centrica, Gaz de France y Sonatrach obtuvieron 6.5 mtpa de capacidad de expansión por un contrato a largo plazo cuyo inicio fue en diciembre de 2008. Finalmente, Centrica, E.ON e Iberdrola contrataron 5 mtpa, también de la capacidad de expansión, por un contrato a largo plazo que comienza en diciembre de 2010[104]. Es importante destacar que los contratos celebrados permiten a los tenedores de derechos de capacidad primarios vender su capacidad de importación a usuarios secundarios.

---

[100] OFGEM. Application by Dragon LNG, cit. nota n. 97, p. 17.
[101] OFGEM. Application by Dragon LNG Limited, cit. nota n. 97, p. 17.
[102] DRAGON LNG. *Guide to secondary capacity access at Dragon LNG Terminal*. <En World Wide Web: http://dnas.dragonlng.co.uk/files/Final%20version%20-%20Guide_to_Secondary_Capacity_(September%202009).pdf>, p. 1, [visitado el 09/12/2010].
[103] La información relativa a la exención del terminal Isle of Grain no será incluida al haber sido retirada del sitio web del regulador.
[104] NATIONAL GRID GRAIN, <En World Wide Web: http://www.nationalgrid.com/uk/GrainLNG/CommercialOperations/, [visitado el 09/12/2010].

En definitiva, según se explicó, la OFGEM autorizó las exenciones de los terminales bajo el cumplimiento de los criterios contenidos en la subsección 19C(7) de la *Gas Act* 1986, con la condición de realizar una oferta inicial al mercado en términos no discriminatorios, lo que se estima cumplido con el sistema de venta *open season* y, en segundo lugar, la implementación de medidas tales que aseguren la existencia de un mercado secundario y medidas anti-acaparamiento[105], las que no son determinadas e impuestas por OFGEM en su rol de autoridad reguladora, sino que serán determinadas por el promotor del proyecto y los cargadores primarios[106]. El rol de OFGEM apunta a supervisar la aplicación de dichas medidas, pudiendo revocar o modificar la exención en caso que no sean lo suficientemente eficaces, puesto que supondría el incumplimiento del criterio contenido en la letra e) de la subsección 19C(7) de la *Gas Act* 1986, relativo a la protección de la competencia[107]. El acceso a la capacidad secundaria de los terminales será explicada en detalle más adelante.

d. Negativa de acceso

En consideración a las exenciones otorgadas por OFGEM, y al hecho que el 100% de la capacidad primaria de los terminales se encuentra contratada, no hay acceso de terceros en el Reino Unido a la capacidad primaria, por lo que no se regula la negativa de acceso a dicha capacidad. Esto sin perjuicio del acceso a la capacidad secundaria que se explica más adelante.

Ahora bien, la normativa británica sí regula en forma teórica, el acceso a terceros y la normativa que aplicaría en caso un terminal de GNL opere sin exención. Cualquier persona que busque acceso a un terminal de regasificación de GNL, deberá solicitarlo directamente a su propietario[108]. El tercero interesado presenta su solicitud de acceso directamente al propietario de la instalación, mediante una notificación en la que se deberá especificar lo que se busca[109]. En particular, deberá señalar el tipo de gas líquido a tratar (debe ser igual o similar al tipo para cuyo tratamiento la instalación está diseñada) y la cantidad[110].

Ante tal presentación, el dueño de la instalación debe notificar al solicitante de su decisión, dando las razones en caso de negativa al acceso[111]. No existe una negociación entre ambos

[105] PICTON – TURBERVILL, Geoffrey, DYER, Erin, United Kingdom, cit. nota n.1, p. 288.
[106] ERGEG. Study on congestion management, cit. nota n.90, p. 30.
[107] ERGEG. Study on congestion management, cit. nota n. 90, p.30.
[108] Traducción del autor. Subsección 19D(4) *Gas Act* 1986: Any person who seeks a right to have liquid gas treated on his behalf in a relevant facility ("the applicant") shall, before making an application to the Director under subsection (8), apply to the owner of the facility of the right.
[109] Traducción del autor. Subsección 19D(5) *Gas Act* 1986: An application under subsection (4) shall be made by giving notice to the owner specifying what is being sought.
[110] Traducción del autor. Subsección 19D(6) *Gas Act* 1986: Such a notice shall, in particular, specify: (b) The kind of liquid gas to be treated (which must be of, or similar to, the kind which the facility is designed to treat); and (c) The quantities of liquid gas to be treated.
[111] Traducción del autor. Subsección 19D(7) *Gas Act* 1986: The owner shall notify the applicant of his decision giving reasonsfor any refusal.

y en caso que el dueño de la instalación decida no dar acceso el tercero interesado puede recurrir a OFGEM a fin de que esta asegure su derecho[112]. Ante esto, OFGEM deberá:

1. Tener en cuenta lo dispuesto en la subsección (11) para decidir si darle curso a la solicitud o rechazarla[113], esto es, considerar si la dictación de una orden no perjudicará la operación eficiente de la instalación o el tratamiento de las cantidades de gas líquido que el dueño de la instalación exige o puede razonablemente exigir; y las cantidades de gas líquido que cualquier persona que tiene el derecho de tener gas líquido tratado en la instalación puede requerir se traten en ejercicio de tal derecho[114].
2. Notificar al solicitante de su decisión[115].
3. En caso que la decisión sea darle curso a la solicitud, dar al dueño de la instalación, al *Health and Safety Executive* y a cualquier persona que tenga derecho a tener gas líquido tratado en la instalación, aviso de que la solicitud está siendo tomada en cuenta y la oportunidad de ser oído en el asunto. Luego de esto, decidir si dar una orden bajo la subsección (11) o rechazar la solicitud y dar aviso de su decisión al solicitante[116].

10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL[117]

Con la implementación del segundo paquete legislativo dentro de la legislación del Reino Unido, el legislador pasó a contemplar un sistema de imposición de tarifas en la subsección 19D(2A) de la *Gas Act* 1986. Este sistema consiste en que el costo o el método para determinar el costo de la adquisición del derecho de tratamiento de gas líquido en una instalación y cualquier modificación al respecto, debe ser aprobado por OFGEM antes de su publicación, y dicha aprobación puede ser dada bajo condición de efectuar ciertas modificaciones, ya sea al costo o a la metodología para determinar el costo[118]. En la subsección 19D(2B) del mismo cuerpo normativo, el legislador dispuso que antes de

[112] Traducción del autor. Subsección 19D(8) *Gas Act* 1986: If the owner refuses the application, the applicant may apply to the Director for directions under subsection (11) which would secure to the applicant the right specified in the notice under subsection (5).
[113] Traducción del autor. Subsección 19D(10)(a) *Gas Act* 1986: Where a person applies to the Authority under subsection (8), the Authority shall: (a) Decide whether to give directions under subsection (11), to consider the application further or to reject the application.
[114] Subsección 19D(11) *Gas Act* 1986, cit. nota n. 65.
[115] Traducción del autor. Subsección 19D(10)(b) *Gas Act* 1986. Where a person applies to the Authority under subsection (8), the Authority shall (b) Give notice of his decision to the applicant.
[116] Traducción del autor. Subsección 19D(10)(c) *Gas Act* 1986. Where a person applies to the Authority under subsection (8), the Authority shall (c) in the case of a decision that the application is to be considered further (i) Give to the owner of the facility, the Health and Safety Executive and any person who has a right to have liquid gas treated in the facility notice that the application is to be considered and an opportunity of being heard about the matter; and (ii) after so considering the matter, decide whether to give directions under subsection (11) or to reject the application and give notice of its decision to the applicant.
[117] En este punto, los datos relativos al terminal Isle of Grain serán omitidos en vista que fue retirada la autorización de exención del sitio web del regulador. Asimismo, el terminal regasificador Teeside no será incluido en la explicación al no estar contemplado en la información oficial.
[118] Subección 19D(2A) *Gas Act* 1986, cit. nota n. 76.

obtener dicha aprobación, el solicitante debe realizar todas las consultas que OFGEM requiera[119].

Ahora, bajo el sistema exento por el que se rigen los terminales del Reino Unido, la disposición transcrita no resulta aplicable, lo que significa por un lado, que los terminales no deben someter a la aprobación de OFGEM las tarifas o la metodología de imposición de las misma, y además no es necesario que publiquen dichas tarifas o las metodologías correspondientes. Con todo, esto no es obstáculo a que exista un control *ex post* en materia de tarifas en caso de verse afectada la competencia.

De este modo, en la autorización de la exención del terminal South Hook, durante el análisis del criterio contemplado en la letra d) de la sección 19C(7) de la *Gas Act* 1986 relativo a los cobros, se estimó que el propietario del terminal no debe ser obligado a publicar sus tarifas, pero que bajo las exigencias de la autorización de exención, puede ser obligado a proveer a OFGEM de información relativa a éstas, por lo que el regulador tendrá acceso a la información necesaria para investigar las diferencias planteadas por los participantes del mercado sobre los conflictos que surjan en la materia[120]. Por otro lado, respecto del terminal Dragon, al momento de analizar el cumplimiento del mismo criterio señalado en el párrafo anterior, OFGEM consideró que este terminal no debe ser obligado a publicar sus tarifas, ya que en lo posible, debe haber equivalencia entre la información solicitada para los operadores de terminales de GNL y la solicitada para actividades similares en los mercados relevantes del gas y la electricidad[121].

11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC)

Si bien el Reino Unido no cuenta con un sistema de acceso de terceros regulado como los demás países europeos, igualmente establece mecanismos de gestión de la congestión, que incluyen el desarrollo y fomento del mercado secundario y un sistema anti-acaparamiento UIOLI *ex ante*[122]. Esto ha sido exigido por OFGEM a fin de otorgar las exenciones a los terminales de acuerdo al artículo 22 de la Directiva 2003/55/CE.

[119] Subección 19D (2B) *Gas Act* 1986, cit. nota n.77.
[120] OFGEM. Application of South Hook LNG Terminal Company Ltd (SHTCL), cit. nota n. 92, p. 12.
[121] OFGEM. Application by Dragon LNG, cit. nota n. 97, p. 12.
[122] En el mecanismo UIOLI (use it or lose it) *ex ante* la capacidad reservada que no se utiliza debe ser ofrecida al mercado. Cuando los *slots* vuelven al operador, éste los vende a nombre del cargador (o usuario), quien en definitiva mantiene los derechos sobre el producto de la venta. Estos mecanismos exigen determinar con precisión la forma en que se define la capacidad no utilizada, las condiciones para postular a la capacidad que se libera, y el largo de tiempo por el que se pierde la capacidad.

Antes de entrar en la explicación de los mecanismos de gestión de la congestión resulta conveniente revisar las cifras relativas a la capacidad total, contratada y utilizada por cada uno de los terminales en funcionamiento al año 2009 en el siguiente cuadro[123]:

Terminal	Capacidad total	Capacidad contratada	Capacidad utilizada
Isle of Grain	13,5 bmc/año	13,5 bmc/año	3.5 bmc/año
Dragon LNG	6,0 bmc/año	6,0 bmc/año	1.5 bmc/año
South Hook	10,5 bmc/año	10,5 bmc/año	4,5 bmc/año

a. Comercialización de la capacidad de los terminales de GNL en el mercado secundario

Los cargadores primarios[124] tienen derecho a vender directamente su capacidad en el terminal en el mercado secundario a través de tratos bilaterales[125]. De hecho, el mecanismo UIOLI ex ante que se detalla en la siguiente sección constituye un incentivo para que así lo hagan. La forma de venta no fue regulada por el legislador. No es necesaria la autorización de los operadores de los terminales para la comercialización de la capacidad del terminal en el mercado secundario.

Existen distintas formas de acceder a capacidad de regasificación en el mercado secundario. De hecho, cada terminal posee un mecanismo distinto que permite a los terceros obtener capacidad de regasificación. En el terminal Isle of Grain, las partes interesadas en obtener capacidad secundaria necesitan contactar a los tenedores de derechos de capacidad primaria, quienes publican en su propio sitio web los cupos de desembarco disponibles en días distintos dependiendo de las distintas fases del terminal[126].

En el terminal Dragon[127], los cargadores primarios tienen el derecho de vender o subarrendar sus derechos de capacidad a terceros. Los terceros que deseen usar capacidad del terminal, tienen las siguientes opciones de acceso (sin perjuicio del mecanismo UIOLI que se describe más adelante): a) acuerdos bilaterales con uno de los cargadores primarios por el uso de la capacidad en el terminal; o, b) un acuerdo *ex ship* con uno de los cargadores primarios[128].

Por último, en el terminal South Hook[129], South Gas Company Ltd es el único "usuario base" o cargador primario. Los terceros que quieran acceder a la capacidad secundaria del terminal, deberán pasar a ser "usuarios adicionales". Para tal efecto, el interesado debe demostrar al operador del terminal la existencia de acuerdos necesarios para el reenvío de

[123] ERGEG. Study on congestion management, cit. nota n. 90, p. 9.
[124] Los cargadores primarios o tenedores de derechos de capacidad primaria, son aquellos usuarios del terminal que adquirieron sus derechos de regasificación directamente del operador del terminal.
[125] ERGEG. Study on congestion management, cit. nota n. 90, p. 30.
[126] ERGEG. Study on congestion management, cit, nota n. 90, p. 30.
[127] Traducción resumida de "Guide to secondary capacity access at Dragon LNG Terminal", cit. nota n. 102.
[128] DRAGON. Guide to secondary capacity access at Dragon LNG Terminal, cit. nota n. 102, p.1
[129] Traducción resumida de "Guidance Document for prospective additional users de South Hook". <En World Wide Web: http://www.southhooklng.co.uk/features/GuidanceDocument_SecondaryAccessUsers.pdf> [visitado el 26/12/2010].

GNL regasificado al sistema nacional de transmisión, pagar una tasa no reembolsable de postulación de 10.000 libras y firmar un acuerdo de acceso al terminal. Los derechos de capacidad del usuario base comprenden:

1. Derechos a desembarcar buques con capacidades de carga entre 125.000 m3 y 267.000 m3 dentro de ventanas de llegada identificadas (*slots* de descarga) y para descargar la cantidad y calidad de GNL acordada.
2. Espacio de almacenamiento temporal de GNL (espacio para GNL).
3. Derechos de contar, en un día determinado, con GNL regasificado reenviado a las puertas del terminal inmediatamente antes de la entrada al sistema nacional de transmisión (capacidad de reenvío).

En South Hook, para usar la capacidad secundaria del terminal, el usuario adicional debe cumplir con todos los requisitos del código de acceso al terminal en relación a los paquetes, entre los cuales se encuentra el contar con un buque aprobado por el operador del terminal. Aparte del sistema UIOLI que se explica más abajo, se puede acceder a capacidad secundaria de dos maneras: acuerdo directo con el usuario base o acuerdo con otros usuarios adicionales.

El usuario base puede transferir capacidad del terminal a un usuario adicional sólo bajo la forma de paquete (*South Hook Bundle*), que comprende: 1) un cupo de descarga específico; 2) una cantidad de capacidad de reenvío y; 3) almacenamiento temporal de GNL por un periodo definido de tiempo. Estos paquetes no pueden ser transferidos por partes, sino que deben ser transferidos como un todo. Ahora bien, el usuario base puede transferir capacidad de emisión a usuarios adicionales que ya cuentan con un paquete para uno o más días específicos dentro del paquete respectivo.

El usuario base es siempre responsable de pagar los cargos de capacidad al operador del terminal por sus derechos de capacidad primaria. El usuario adicional es responsable de pagar los cargos de capacidad secundaria del terminal directamente al usuario base. Todos los usuarios pagan al operador del terminal un cargo de reenvío (que cubre costos operacionales variables) y cargos por cualquier capacidad de reenvío interrumpible adquirida.

Enseguida, un usuario adicional también puede acceder al terminal mediante la adquisición de los derechos de otros usuarios adicionales. La transferencia entre usuarios adicionales es siempre del paquete completo.

b. Medidas anti-acaparamiento[130]

Como fue señalado anteriormente, OFGEM consideró como uno de los requisitos mínimos para el funcionamiento de un régimen exento, la existencia de mecanismos basados en el principio *use it or lose it* (UIOLI) para asegurar que la capacidad no sea acaparada[131].

[130] La fuente directa de parte importante de esta sección ha sido ERGEG, *ERGEG study on congestion management procedures & antihoarding mechanisms in the European LNG terminals,* cit. nota n. 90.
[131] OFGEM. LNG facilities and interconnectors, cit. nota n. 73, p. 13.

OFGEM específicamente no los aprueba, pero monitorea su efectividad caso a caso[132]. Los promotores del proyecto junto con los cargadores primarios diseñan e implementan estos acuerdos[133] y cada terminal tiene su propia organización[134].

Conforme a lo anterior, en los tres terminales, si la capacidad no es vendida en el mercado secundario, esta vuelve al operador del terminal, quien la ofrece a través de su propio sistema de anuncios, respetando un periodo de aviso mínimo antes de la fecha de desembarco[135]. Ahora bien, cada terminal tiene su propio sistema de medidas anti-acaparamiento, las que pasarán a explicarse a continuación:

i. Isle of Grain

Tratándose de este terminal, el mecanismo UIOLI es administrado por los propios cargadores primarios. La nominación de los *slots* se realiza, para Isle of Grain 1 entre los días d-7 y d-12 anteriores a la descarga y para Isle of Grain 2 entre los días d-12 y d-14 anteriores a la descarga, período en el cual se realiza una subasta. En consecuencia, el cargador secundario ganador conoce el resultado de la subasta el día d-7 para Isle of Grain 1, y el día d-12 para Isle of Grain 2[136].

ii. Dragon[137]

Según lo indicado anteriormente, los terceros que deseen usar capacidad del terminal, pueden, en caso de no lograr un acuerdo bilateral o *ex ship* con un cargador primario, hacer uso del mecanismo UIOLI (administrado también por los cargadores primarios). Este mecanismo anti-acaparamiento es de "último resorte", y debe utilizarse cuando fallen las demás formas de acceso a la capacidad secundaria del terminal. Este mecanismo consiste de 3 partes principales: procedimiento de cualificación, el servicio proveído y el mecanismo de ventas.

(1) Procedimiento de cualificación

Es un procedimiento que consiste en asegurarse que los terceros que desean participar de las subastas son dignos de crédito y que sus buques cumplen con condiciones requeridas para poder usar el terminal. Si bien los cargadores primarios usan la misma forma de cualificación, cada cargador primario aplica sus propias reglas y procedimientos al evaluar a un tercero para su cualificación. Si un tercero es sólo cualificado por uno de los cargadores primarios, solo le estará permitido participar en subastas por cupos administrados por el cargador primario que lo ha cualificado. El proceso cuenta con 3 etapas:

[132] ERGEG. Study on congestion management, cit. nota n. 90, p. 30.
[133] ERGEG. ERGEG Study on congestion management, cit. nota n. 90, p. 30.
[134] ERGEG. Study on congestion management, cit. nota n. 90, p. 30.
[135] ERGEG. Study on congestion management, cit. nota n. 90, p. 12.
[136] ERGEG. Study on congestion management, cit. nota n.90, p. 30.
[137] Lo que a continuación se explica corresponde al resumen de la traducción de "Guide to secondary capacity access at Dragon LNG Terminal", cit. nota n. 102.

1. En la primera, el postulante deberá firmar un acuerdo de confidencialidad y enviar un formulario con información básica del cliente, además de un pago de 1.000 libras a cada cargador primario de acuerdo al procedimiento de pago respectivo (para obtener detalles de los procedimientos de pago hay que contactar al cargador primario).
2. En caso que el cargador primario apruebe la información remitida, enviará al solicitante una copia del código de subastas. Si el solicitante desea proceder, enviará al cargador primario la información respectiva que se indica en dicho código y hará un pago de 5.000 libras a cada cargador primario de acuerdo a los procedimientos de pago respectivos. Si el cargador primario está conforme con la información entregada, el solicitante pasa a ser un "postor precalificado".
3. Finalmente, el cargador primario envía los términos y condiciones de entrega de GNL y gas. Para pasar a ser un "postor cualificado", el postor precalificado deberá completar un formulario de calificación a la satisfacción del cargador primario y tener el buque que tiene la intención de utilizar en el terminal exitosamente examinado por el cargador primario.

(2) Servicio Proveído (almacenamiento virtual)

Los cargadores primarios proveen un servicio que permite al tercero (el cliente) descargar GNL en el terminal y recibir una cantidad equivalente de gas (menos las deducciones por pérdidas y por el uso de gas como combustible) en el punto de balance nacional dentro del sistema de transmisión nacional de National Grid. Cada cargador primario procurará que los siguientes servicios le sean proveídos a los terceros que adquieran derechos:

1. Acceso a un cupo de descarga con un día agendado para la llegada del buque del cliente.
2. Espacio suficiente en los tanques de almacenamiento de GNL que permita al cliente descargar su buque y al cargador primario aceptar la entrega, sujeto a una carga máxima específica.
3. En su caso, una inyección limitada de nitrógeno que permita aceptar el GNL que de otra forma no cumpliría las especificaciones del Reino Unido en cuanto a la calidad del gas después de la regasificación, sujeto a límites especificados.
4. Capacidad de regasificación suficiente en el terminal para asegurar, si es necesario, la distribución de gas del terminal al sistema de distribución nacional.
5. Derechos de capacidad de entrada suficientes para el sistema de transmisión nacional, sujeto a las reglas que rigen la capacidad de entrada en el código de red de distribución uniforme, que permita que el gas sea transportado por los cargadores primarios al punto de balance nacional.
6. Nominación de gas para distribución al punto de balance nacional usando los sistemas de National Grid a una tarifa plana sobre 10 días.

Al cliente se le cobrará lo siguiente:

1. Un cargo base por el servicio (para mayor detalle, ver mecanismos de venta).
2. Transporte y cargos relacionados basados en los cargos impuestos por el sistema nacional de transmisión de National Grid y bajo el código de red de distribución uniforme aplicado a la cantidad equivalente de gas que se espera sea entregada al cliente como resultado del volumen de GNL contratado para ser entregado por el cliente.
3. Cargas de nitrógeno.
4. Cargas adicionales cuando correspondan; por ejemplo: seguros.

Los cobros indicados serán notificados a los terceros que hayan calificado para presentar posturas por el servicio antes de su subasta (para más detalles del proceso de subasta, ver los mecanismos de venta). Además, hay una deducción por el gas combustible de la cantidad de GNL que es entregado por el cliente. Esto es necesario en relación a la operación del terminal. El cliente es responsable de todos los acuerdos con las autoridades portuarias locales, servicios de remolque y el pago de cobros relacionados.

En suma, el servicio puede ser visto como un *swap* de ubicación por el que el cargador primario recibe GNL del cliente en el terminal y reenvía gas al cliente al punto de balance nacional. Los riesgos operacionales y cobros de impuestos al cliente reflejan el riesgo y costos que el cliente enfrentaría si estuviera contratando directamente por la capacidad del terminal.

(3) Mecanismo de ventas

El acceso en virtud de la aplicación del mecanismo UIOLI ex ante se realiza a través de una subasta administrada por los cargadores primarios. Sólo los postores calificados (definidos conforme al procedimiento de calificación) podrán participar en una subasta. El aviso de que una subasta tendrá lugar debe ser publicado en el sitio web del terminal al menos 12 días antes del día agendado para la llegada de un buque. Cualquier postor calificado puede solicitar más detalles acerca de la subasta al cargador primario pertinente, quien le enviará por correo electrónico las condiciones específicas asociadas con la subasta (ejemplo, el tamaño máximo de carga que será aceptada, precio de reserva, etc.). El postor cualificado que presente la oferta más valorada (medida en términos de ganancia neta total) ganará la subasta.

El precio de reserva será usado para asegurar que al menos los costos de proveer el servicio están cubiertos. El precio de reserva es calculado usando precios de mercado. Un precio de reserva indicativo es notificado a todos los postores cualificados cuando la subasta es anunciada. Un precio de reserva final es notificado a los postores cualificados al comienzo del último día de la subasta, lo que es así para que el precio de reserva tome en cuenta cualquier cambio en los precios de mercado desde que el precio indicativo de reserva fue anunciado. Para participar en una subasta, los postores cualificados también necesitarán contar con un respaldo de crédito suficiente en la forma de una carta de crédito emitida a nombre del cargador primario por parte de un banco o institución financiera. Para

minimizar los costos potenciales, se les exige a todos los postores de la subasta una carta de crédito a corto plazo. Al postor ganador se le exigirá poner en su lugar una carta de crédito de largo plazo, mientras que las cartas de corto plazo son devueltas a los demás postores.

A continuación se señalan los plazos dentro de un proceso de subasta. Aquí se toman en cuenta los días no hábiles, por lo que los datos señalados a continuación muestran el mínimo periodo de tiempo durante el cual una subasta puede tener lugar:

1. Día 13: El cargador primario confirma a Dragon que un cupo de descarga no está agendado para ser utilizado.
2. Día 12: La subasta es anunciada en el sitio web de Dragon. Los postores cualificados pueden solicitar más información al cargador primario respectivo, el que enviará un correo electrónico incluyendo el precio indicativo de reserva y otros términos y condiciones específicas del cupo (incluido el calendario de la subasta).
3. Día 10: Los postores cualificados envían una copia electrónica de la carta de crédito de corto plazo al cargador primario y los detalles del buque y carga que proponen enviar. Si son aceptadas, el cargador primario notifica al postor.
4. Día 9, 10.00 hrs: El cargador primario envía un correo electrónico con el precio de reserva final a los postores cualificados cuyos buques hayan sido aceptados y que hayan emitido una carta de crédito de corto plazo aceptable.
5. Día 9, 12.00 hrs: Vence el plazo para los postores cualificados para enviar sus posturas finales (ofertas finales) y las cartas de crédito originales.
6. Día 9, 24.00: El cargador primario completa la evaluación de postores y notifica al ganador (que pasa a ser el cliente) de la aceptación de su oferta final. El cargador primario emite una factura inicial al ganador incluyendo el cargo base (el valor de la postura ganadora), estimación de cargos de transporte, nitrógeno, etc. basadas en cantidades y calidades de GNL notificadas al ganador. Las cartas de crédito son devueltas a los perdedores.
7. Día 8 a día 1: Los cargadores primarios vacían los depósitos del terminal en orden de acomodar la carga de GNL del cliente.
8. Día 6: El cliente paga la factura inicial y envía una copia electrónica de la carta de crédito de largo plazo al cargador primario.
9. Día 4: Una vez recibida la carta de crédito de largo plazo original, el cargador primario devuelve la carta de crédito de corto plazo al cliente.
10. Día 0: Día agendado para la llegada y descarga del buque del cliente. El cargador primario toma título del GNL entregado por el cliente.
11. Día +1 a día +10: Entrega del gas del cliente al punto de balance nacional.

El incumplimiento en los términos y condiciones de la subasta y del servicio puede resultar en la cancelación de la subasta o del servicio en cualquier momento. Hay que destacar que cada cargador primario es responsable de la administración del uso de su propio cupo de descarga, administración de su proceso de subasta y cálculo de su precio de reserva. Sin embargo, los procedimientos y principios y los términos contractuales y condiciones son comunes para los cargadores primarios.

Finalmente el ganador celebra un contrato con el cargador primario respectivo por los servicios descritos. El contrato consiste en la oferta final aceptada por el cargador primario y los términos de distribución de GNL y gas. No existirá una relación contractual directa entre el cliente y el propietario del terminal, salvo por el acuerdo de confidencialidad suscrito.

c. South Hook[138]

Como indicamos, los terceros que quieran acceder a la capacidad secundaria del terminal, deberán pasar a ser "usuarios adicionales". Para tal efecto, el interesado debe demostrar al operador del terminal la existencia de acuerdos necesarios para el reenvío de GNL regasificado al sistema nacional de transmisión, pagar una tasa no reembolsable de postulación de 10.000 libras y firmar un acuerdo de acceso al terminal.

Para el uso de la capacidad secundaria del terminal, el usuario adicional debe cumplir con todos los requisitos del código de acceso al terminal en relación a los paquetes, entre los cuales se encuentra, el contar con un buque aprobado por el operador del terminal. Este requisito también aplica para acceder al terminal mediante el mecanismo UIOLI *ex ante*.

Un usuario adicional puede acceder al terminal mediante la adquisición de derechos en el sistema UIOLI de licitaciones que administra el operador del terminal (a diferencia de los otros dos terminales, donde el sistema es administrado por los cargadores primarios). Las subastas se llevan a cabo tal como se explica a continuación:

1. Día 14: El operador del terminal evalúa si existe capacidad disponible para la creación de un paquete. Si es así, el operador del terminal publicitará una subasta para todos los usuarios adicionales en su boletín de anuncios electrónicos.
2. Entre el día 14 y el día 10 los usuarios podrán presentar consultas de sus posturas, especificando el tamaño de la carga de GNL, la composición del GNL y nombre del busque de GNL aprobado. El operador del terminal responde indicando si es posible bajo el rango de la capacidad del terminal identificada para la subasta y (si es así) confirma la fecha de desembarco.
   Cuando el operador del terminal indica que la consulta de la postura es posible, notificará al usuario adicional del precio de reserva y el usuario adicional confirmará la oferta mediante la publicación del precio ofrecido. Si la consulta de oferta no ha sido confirmada ésta no tiene efecto.
   El operador del terminal puede cancelar la subasta en cualquier momento mientras ésta permanezca abierta.
3. Día 10: El operador del terminal seleccionará la oferta ganadora y anunciará el resultado de la subasta.
   El usuario adicional debe cumplir con los términos del acuerdo de transferencia de capacidad liberada, incluyendo los requisitos de crédito y el pago del precio ofrecido. El usuario adicional debe también pagar la tarifa

[138] Lo que a continuación se explica corresponde al resumen de la traducción del texto denominado "Guidance Document for prospective additional users de South Hook", cit. nota n. 129.

de transferencia de capacidad y otros costos que puedan surgir de hacer esta solicitud.

Como se aprecia, si bien cada terminal tiene su propia organización en lo relativo al acceso al mercado secundario y medidas anti-acaparamiento, todos se enmarcaron dentro del sistema UIOLI *ex ante*. El siguiente cuadro presenta un resumen de los mecanismos anti-acaparamiento del Reino Unido[139].

	Isle of Grain 1	Isle of Grain 2	Dragon	South Hook
Method	Auctions held by Primary Capacity Holders			Auctions held by Terminal Operator
Parties	Direct relation primary / secondary holders			Primary / secondary holders
Publication of slots	Available slots on primary shippers website[18]		Electronic Bulletin Board of LSO	Electronic Bulletin Board of LSO
Notification of auctions	D-14 to D-7	D-14 to D-12	At least D-12 to D-8	D-14 to D-10
Notice period before slot date	D-7	D-12	D-8	D-10
Product	Firm right to berthing slot, to temporary storage, to access gas at NBP		Firm right to berthing slot, to temporary storage, to access gas at NBP	South Hook Bundle (SHB) Single berthing slot, firm redelivery capacity and temporary LNG tank storage
Redelivery	Flat daily basis over 6 or 7 days		Flat basis over 10 days	Gas delivered over 7 day period

12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL

En conformidad con el segundo paquete legislativo europeo, la *Gas Act* 1986 obliga al dueño de un terminal de GNL a establecer condiciones comerciales no discriminatorias para la adquisición del derecho de tratamiento de gas líquido en sus instalaciones[140] [141].

Ahora, como se señaló anteriormente, los terminales del Reino Unido se encuentran exentos de la aplicación del sistema regulado de acceso de terceros, en virtud de lo cual no están sujetos al artículo señalado precedentemente.

Sin perjuicio de lo anterior, como señalamos previamente, para ser objeto de una exención los terminales deben cumplir con una serie de condiciones, entre ellas, debe comprobarse que la exención no irá en detrimento de la competencia. OFGEM podrá revocar o enmendar una autorización en caso que se produzca un detrimento a la competencia[142]. Es necesario destacar que la directiva 2009/73/CE, a diferencia de la directiva 2003/55/CE estableció expresamente que una exención podrá condicionarse al establecimiento de mecanismos que aseguren el acceso no discriminatorio a la infraestructura.

[139] ERGEG. Study on congestion management, cit. nota n. 90, p. 31.
[140] Conforme a la *Gas Act* 1986, estas condiciones deben ser publicadas. Subsección 19D(1) *Gas Act* 1986, cit. nota n. 74.
[141] Subsección 19D(3) *Gas Act* 1986, cit. nota n. 75.
[142] Subsección 19C(7) letra e) de la *Gas Act* 1986.

En la práctica, la capacidad primaria de los terminales del Reino Unido fue asignada por medio de procedimientos de temporada abierta (*open season*) por 20 o 25 años, precisamente para asegurar una asignación de mercado no discriminatoria de la capacidad[143].

13. Transparencia y confidencialidad de la información

La legislación del Reino Unido implementó las exigencias sobre la transparencia dispuestas por la Directiva Europea 2003/55/CE. En conformidad con lo anterior, el propietario del terminal debe publicar antes de su entrada en funcionamiento las distintas condiciones comerciales para que los terceros puedan tener acceso a la capacidad del terminal.

Ahora, como se ha señalado anteriormente, todos los terminales del Reino Unido se encuentran exentos de la aplicación de la regulación de acceso de terceros, en vista de lo cual fue necesario que OFGEM adoptara medidas en pos del resguardo de la transparencia en cada una de las autorizaciones de exención otorgadas. Para esto, impuso una serie de condiciones para la autorización de la exención, las cuales dicen relación con exigencias de transparencia para con el ente regulador[144]:

1. El operador de la instalación notificará a OFGEM al comienzo de su actividad comercial de: a) la capacidad inicial de la instalación y b) la capacidad inicial de cada fase de expansión[145].
2. El operador de la instalación proporcionará a OFGEM la información que sea necesaria para el propósito de: a) cumplir las funciones que le son asignadas por o en virtud de la *Gas Act* 1986, la *Utilities Act* 2000, la *Energy Act* 2004; o b) monitorear el funcionamiento de la exención.
3. El operador de la instalación debe cumplir con cualquier orden dada por OFGEM de suministrar información al transportista de gas[146].

Como señalamos previamente al analizar la normativa de la Unión Europea en este aspecto, ERGEG encargó a la consultora NERA la realización de un estudio sobre las prácticas existentes en países de la Unión Europea en materia de acceso de terceros a los terminales de GNL[147]. A continuación mencionaremos la información recabada por NERA respecto al nivel de transparencia de los terminales de GNL del Reino Unido. Debemos señalar que dicha información se encuentra actualizada al año 2006, por lo que puede haber cambiado a la fecha. En efecto, a dicha fecha, los terminales de South Hook y Dragon no habían iniciado operaciones. En conformidad con lo anterior, sólo se señalará la información aplicable a Grain LNG, la que cuando sea pertinente se actualizará.

---

[143] ERGEG. Study on congestion management, cit. nota n. 90, p. 30.
[144] Estas condiciones son condiciones estándar contempladas tanto en la autorización de exención de Dragon y South Hook.
[145] OFGEM. Application by Dragon LNG under section 19C of the Gas Act 1986, cit. nota n. 121, p. 22.
[146] OFGEM. Application by Dragon LNG under section 19C of the Gas Act 1986, cit. nota n. 122, p. 22.
[147] NERA, Third Party Access to LNG Terminals, 2006, p. 2. En http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Gas/2006/E06-LNG-02-03_NERA_2006-11-10.pdf [visitado 12/12/2010].

i. Transparencia de la información relativa a servicios ofrecidos y condiciones aplicables.

En esta materia, NERA centró su análisis en los siguientes puntos:

1. *Descripción detallada e integral de los distintos servicios ofrecidos y cargos aplicables.* Grain LNG ofrece *slots* de atraque, almacenamiento operacional, servicios de regasificación y fusión para el cumplimiento de la regulación de la seguridad del gas (administración).
   Conforme a información actualizada, en la fase 1 de Grain LNG, el cargador primario pondrá a disposición de otros cargadores (llamados cargadores secundarios), a través de subasta, lo siguiente (sujeto a las exigencias del terminal): i) derechos firmes a atracar un buque de GNL con capacidad de descarga superior a 138.000 m3 en un *slot* de atraque calendarizado; ii) derecho firme a descargar la cantidad y calidad de GNL señalado por el postor ganador para dicho *slot* de atraque; iii) capacidad firme de almacenamiento temporal en el terminal en la medida necesaria; iv) derecho firme de poder introducir el GNL regasificado a los puntos de entrada del Sistema Nacional de Transmisión o a la red de distribución local ubicados en Grain o en el punto de balance nacional durante un periodo de seis o siete días contado desde la descarga del *slot* de atraque, dependiendo de la programación de los otros *slots* de atraque; y v) servicios de administración del acceso a la capacidad secundaria para administrar el acceso en nombre del cargador secundario. Además de todo lo anterior, el cargador secundario podrá tener acceso a la entrega de capacidad interrumpible adicional si está disponible y el operador del terminal está de acuerdo. El operador del terminal proveerá acceso a sus sistemas de administración de inventario y nominación de gas para hacer el seguimiento del GNL en venta y las cantidades de gas entregados por el terminal[148].
2. *Tipos de contratos disponibles para dichos servicios (individualmente o incluidos en slots)*. Grain LNG desarrolló un mecanismo de asignación de capacidad secundaria. Si un *slot* de atraque no va a ser usado por el tenedor de capacidad primaria, la agencia de Grain LNG ofrecerá (vía subasta) un paquete de servicios que: i) incluirá el envío y entrega del gas al punto nacional de balance (NBP) usando para ello la capacidad contratada de envío de propiedad del tenedor de capacidad primaria; y ii) incluirá el *slot* de atraque que el tenedor de capacidad primaria usará.
3. *Información de la duración de los contratos disponibles*. NERA señala Grain LNG firmó un contrato por 20 años con el tenedor de capacidad primaria de la primera fase.
4. *Información de disponibilidad de servicios firmes o interrumpibles*. Grain GNL contempla un servicio firme para el cargador primario. La capacidad del terminal se ha puesto a disposición de potenciales cargadores (ajenos a la empresa) a través de capacidad interrumpible.

[148] LNG GRAIN AGENCY. Access to secondary capacity in phase 1 of the Isle of Grain LNG import and re-gasification terminal., p. 3. <En World Wide Web: http://www.lngga.com/user_guide.pdf> [visitado el 26/12/2010]

De acuerdo a información actualizada, en la primera fase de Grain LNG, el cargador primario podrá hacer traspaso del servicio firme al cargador secundario. Además, los cargadores secundarios pueden tener acceso a la entrega de capacidad adicional interrumpible si es que está disponible y el operador del terminal está de acuerdo[149].

5. *Código de red y/o condiciones estandarizadas delineando los derechos y responsabilidades para todos los usuarios incluyendo contratos estandarizados y otros documentos relevantes*. Grain LNG, mantiene los siguientes contratos con sus clientes: a) acuerdos de términos específicos (STA), que corresponden a términos específicos para usuarios individuales cubriendo temas tales como la duración del contrato, el nivel de los derechos firmes de los cargadores respecto de *slots* de atraque, capacidad y redistribución, cargo anual a cobrar y, cuando sea aplicable, acuerdos de comisiones; y b) términos y condiciones generales (GTCs), que corresponden a términos estándar aplicables a cualquier usuario de la instalación, que por ejemplo cubren la descarga de barcos, acuerdos de crédito y cuentas. Hay acuerdos multi-uso que facilitan el comercio y subarrendamiento de la capacidad secundaria, redistribución, *slots* de atraque y el GNL en la instalación.
6. *Niveles de flexibilidad y niveles de tolerancia incluidos en los servicios sin cargo separado como también, cualquier flexibilidad adicional ofrecida*. Respecto de Grain LNG, NERA entiende que dicha información es entregada en el acuerdo contractual (STA y GTCs) entre Grain LNG y el cargador.
7. *Descripción de las distintas instalaciones y de los puntos relevantes de interconexión del terminal con el sistema de transmisión*. Respecto de Grain LNG NERA entiende que dicha información es entregada en el acuerdo contractual (STA y GTCs) entre Grain LNG y el cargador.
8. *Información sobre las especificaciones técnicas de atraques y descargas de los buques*. Grain LNG, puede aceptar buques de 70.000 m3 a 205.000 m3, sin perjuicio de lo cual se requiere un estudio de compatibilidad individual para cada buque.
9. *Información sobre requerimientos de calidad del gas*. Límites según GS(M)R 1996. Según información actualizada, el terminal Grain fase 1, señala en su guía denominada "*Access to the secondary capacity in phase 1 of the Isle of Grain LNG import and re-gasification terminal*", que un perito independiente designado por el operador del terminal verificará la calidad y cantidad del gas descargado por el cargador secundario, comparándolo con el especificado en la postura ganadora[150].
10. *Información sobre cambios propuestos y/o actuales a los servicios o condiciones*. A partir del 31 de julio del 2006, Grain LNG implementó un nuevo mecanismo de capacidad secundaria.

ii. Información sobre el origen de las tarifas, metodología y estructura

En esta materia, NERA centra su análisis en los siguientes temas:

[149] LNG GRAIN AGENCY. Access to secondary capacity in phase 1. Cit. nota n.148, p. 3.
[150] LNG GRAIN AGENCY. Access to secondary capacity in phase 1. Cit. nota n.148, p. 6

1. *La intervención regulatoria para fijar tarifas*. No hay cargos regulados. Todos los costos son cubiertos por los recursos obtenidos por el uso de las instalaciones (cargo anual de capacidad).
2. *Metodología general*. En el terminal Grain LNG se aplica un proceso de temporada abierta, donde el precio pagado se basa en las valoraciones del mercado.
3. *Definición de la RAB (regulatory asset based)*. No está disponible.
4. *Estructura tarifaria*. Grain LNG cuenta con un cargo anual de capacidad.
5. *Asignación de costos y los principios de asignación de capacidad/commodity*. No está disponible.
6. *Detalle del diseño del tarifa (los elementos de la tarifa) incluyendo los cargos por exceso (over run) de capacidad, desbalance y sus derivaciones*. La información se encuentra en los acuerdos contractuales.
7. *Indexación de las tarifas o los principios para las variaciones de las tarifas (si existe un periodo regulatorio)*. La información está en los acuerdos contractuales.

iii. Información relativa a la capacidad y sus flujos

1. *Información sobre el estado de la capacidad en internet de forma regular/periódica, estandarizada y de fácil uso para el usuario, incluyendo: (i) La capacidad técnica máxima, (ii) La capacidad total e interrumpible contratada, (iii) La capacidad disponible*. La información relativa a la capacidad es entregada a través de su sitio web.
2. *Número de meses con anterioridad a la cual los operadores del terminal de GNL entregan información sobre las capacidades disponibles y la periodicidad con la cual esta información es actualizada*. El programa de tres meses de descarga del cargador primario (también llamado programa de 90 días), es publicado con anticipación en el sitio web de la agencia LGN Grain. Si con 10 días de anticipación de la fecha programada de descarga, el cargador primario decide discrecionalmente no usar el s*lot* programado de descarga, éste será puesto por el mismo cargador primario a disposición de terceras partes, bajo el mecanismo de asignación de capacidad secundaria.
3. *Información sobre la capacidad disponible de corto plazo.* La sección de operaciones comerciales del sitio web de Grain LNG publica la información de cómo las partes pueden tener acceso a la capacidad secundaria o UIOLI en el terminal.
4. *Normas relativas a la asignación de capacidad, gestión de la congestión, y procedimientos de anti-acaparamiento y reutilización*. Toda la capacidad primaria fue asignada a través de un proceso de temporada abierta. OFGEM otorgó la exención de acceso regulado de terceros a este terminal bajo la condición de que implementara mecanismos anti-acaparamiento y que asignara la capacidad primaria a través de procesos de temporada abierta. La sección de operaciones comerciales del sitio web de Grain LNG publica la información sobre los mecanismos de UIOLI.
5. *Porcentajes de utilización de la capacidad mensual y flujo promedio*. La información en relación a la capacidad de descarga diaria es publicada en el sitio web del operador del sistema de transmisión.

6. *Instrumentos de fácil uso para el usuario*: Un *bulletin board* se encuentra a disposición de los usuarios para que manifiesten su interés en comprar o vender capacidad del termina.

14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación de GNL

Con la implementación del segundo paquete legislativo dentro de la legislación del Reino Unido, mediante la modificación de las disposiciones de la *Gas Act* 1986, se contemplan dos obligaciones específicas para el propietario del terminal que dicen relación con aspectos vinculados a la contratación. Estas corresponden, en primer lugar, a la obligación de publicar antes de su entrada en funcionamiento las principales condiciones comerciales relacionadas con conceder a otra persona el derecho de tener gas líquido tratado en la instalación en su nombre, y la de publicar cualquier cambio en las condiciones publicadas tan pronto se hagan efectivas[151]. Además, se consagra la obligación respecto del dueño del terminal de asegurar que las condiciones contractuales a publicar no discriminen a los solicitantes o a cualquier potencial solicitante del derecho de tratar gas líquido en sus instalaciones[152].

Como en la práctica los terminales del Reino Unido están exentos del sistema regulado de acceso de terceros, estas obligaciones no les son aplicables, por lo que todos los aspectos relacionados con la contratación son determinados por cada terminal.

[151] Subsección 19D(1). *Gas Act* 1986, cit. nota n. 74.
[152] Subsección 19D(3). *Gas Act* 1986, cit. nota n. 75.

BIBLIOGRAFÍA

- ANDERSON, Neil, "United Kingdom". En: GLOBAL COMPETITION REVIEW (ed). *Getting the Deal Through, Gas Regulation 2008,*p. 200-208, disponible en: http://www.biggartbaillie.co.uk/media/175991/gas%20regulation%20uk%20overview%202008.pdf

- BG GROUP, sitio oficial, disponible en: http://www.bg-group.com.

- BP. "Statistical Review of World Energy, June 2010", disponible en: http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downloads/natural_gas_section_2010.pdf

- BP/SONATRACH. "Access to secondary capacity in phase 1 of the Isle of Grain LNG import and re-gasification terminal", disponible en: http://www.lngga.com/page.html

- COMPETITION APPEAL TRIBUNAL, sitio oficial, disponible en: http://www.catribunal.org.uk/.

- COUNCIL OF EUROPEAN ENERGY REGULATORS, CEER y ERGEG, "European Energy Regulators's 2011 Work Programme, 6 December 2010", disponible en: http://www.energyregulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/CROSS_SECTORAL/WP%202011/CD/C10-WPDC-20-07_public%20WP2011_06-Dec-2010-TC.pdf

- DEPARTAMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE, "Energy in Brief 2010", disponible en: http://www.decc.gov.uk/assets/decc/Statistics/publications/brief/190-uk-energy-in-brief-2010.pdf

- DEPARTAMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE, "Gas Security of Supply. A policy statement from the Department of Energy and Climate Change", April 2010, disponible en: http://www.decc.gov.uk/assets/decc/What%20we%20do/UK%20energy%20supply/Energy%20markets/gas_markets/1_20100512151109_e_@@_gassecuritysupply.pdf

- DRAGON LNG, "Guide to secondary capacity access at Dragon LNG Terminal", disponible en: http://dnas.dragonlng.co.uk/files/Final%20version%20-%20Guide_to_Secondary_Capacity_(September%202009).pdf

- ENERGY MARKETS AUTHORITY, "Consultation paper initial findings and views on LNG importation into Singapore", disponible en: http://www.ema.gov.sg/attachments/Consultation/UPLOAD_20061122104504.pdf

- EUROPEANS REGULATORS GROUP FOR ELECTRICITY AND GAS, "ERGEG study on congestion management procedures & anti-hoardings mechanisms in the European LNG terminals", disponible en: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Gas/2010/E09-LNG-11-03_CMP%20in%20LNG_final%2016.11.2010.pdf

- EUROPEAN ENERGY REGULATORS CEER & ERGEG, sitio oficial, disponible en: http://www.energy-regulators.eu.

- EXCELERATE ENERGY, sitio oficial, disponible en: http://www.excelerateenergy.com.

- EXECUTIVE VIEW, "*Financing LNG Regasification facilities"*, disponible en: http://executiveview.com/knowledge_centre.php?id=11905

- EXXON MOBIL, sitio oficial, disponible en: http://www.exxonmobil.co.uk.

- GLOBAL LNG INFO, sitio oficial, disponible en: http://www.globallnginfo.com.

- HEALTH AND SAFETY EXECUTIVE, sitio oficial, disponible en: http://www.hse.gov.uk.

- JONES, Hywel y PEGG, Garry. "LNG regulation". En GRIFFIN Paul(ed), "*Liquefied Natural Gas: The Law and Business of LNG"*, Global Business Publishing, Londres, 2006.

- KING & SPALDING, sitio oficial, disponible en: http://www.kslaw.com.

- NATIONAL GRID, sitio oficial, disponible en: http://www.nationalgrid.com/

- NATIONAL GRID, "Annual Reports and Accounts 2009/10 National Grid Gas plc", disponible en: http://www.nationalgrid.com/NR/rdonlyres/695FA455-66DF-4980-B347 41598948A7CF/42346/NGGARA200910.pdf.

- NERA, "Third Party Access to LNG Terminals, 2006", disponible en: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Gas/2006/E06-LNG-02-03_NERA_2006-11-10.pdf

- OFFICE OF THE GAS AND ELECTRICITY MARKETS, sitio oficial, disponible en: http://www.ofgem.gov.uk

- OFFICE OF THE GAS AND ELECTRICITY MARKETS, "Application by Dragon LNG Limited under section 19C of the Gas Act 1986 for an exemption from section 19D of the Gas Act 1986", disponible en: http://www.ofgem.gov.uk/Markets/WhlMkts/CompandEff/TPAccess/Documents1/10028_2005.pdf

- OFFICE OF THE GAS AND ELECTRICITY MARKETS, "Application by South Hook LNG Terminal Company Ltd (SHTCL) (owned by Quatar Petroleum and ExxonMobil) under section 19C of the Gas Act 1986 for an exemption from section 19D of the Gas Act 1986. Ofgem final views, november 2004", disponible en: http://www.ofgem.gov.uk/Europe/ad/Documents1/267-04.pdf

- OFFICE OF THE GAS AND ELECTRICITY MARKETS, "Enforcement guidelines on complaints and investigations", disponible en: http://www.ofgem.gov.uk/About%20us/enforcement/Documents1/Enforcement%20Guidelines%20post%20consultation.pdf

- OFFICE OF THE GAS AND ELECTRICITY MARKETS, "LNG facilities and interconnectors: EU legislation and regulatory regime. DTI/OFGEM initial views", disponible en: http://www.ofgem.gov.uk/Europe/ad/Documents1/3804_Initial_Views_on_directives_IC_and_LNG_final.pdf

- OFFICE OF THE GAS AND ELECTRICITY MARKETS, "LNG facilities and interconnectors: EU legislation and regulatory regime. DTI/OFGEM final views", disponible en: http://www.ofgem.gov.uk/Markets/WhlMkts/CompandEff/TPAccess/Documents1/LNG%20facilities%20and%20interconnectors%2025nov03.pdf

- PARLIAMENT UK, "Energy prices, fuel proverty and Ofgem", disponible en: http://www.publications.parliament.uk/pa/cm200708/cmselect/cmberr/293/293i.pdf

- PICTON-TURBERVILL Goeffrey y Erin DYER, "United Kingdom". En, *International Comparative Legal Guide Series*, *Gas Regulations 2010*, Global Legal Group, Londres, 2010, p. 279-291, disponible en: http://www.iclg.co.uk/khadmin/Publications/pdf/3418.pdf.

- PETRONAS, sitio oficial, disponible en: http://www.petronas.com.

- PARLIAMENT UK, sitio oficial, disponible en: http://www.parliament.uk.

- QATAR PETROLEUM, sitio oficial, disponible en: http://www.qp.com.qa.

- SOUTH HOOK LNG TERMINAL COMPANY LTD, sitio oficial, disponible en: http://www.southhooklng.co.uk/cds-web/view.do

- SOUTH HOOK LNG, "Guidance Document for prospective Additional Users. Access to secondary terminal capacity in the South Hook LNG terminal (Milford Heaven)", disponible en: http://www.southhooklng.co.uk/features/GuidanceDocument_SecondaryAccessUsers.pdf

- TUSIANI, Michael y SHEARER, Gordon, *LNG: A Non Technical Guide*, Editorial Pennwell, USA, 2007.

- TOTAL, sitio oficial, disponible en: http://www.total.co.uk.

- THE UK STATUTE LAW DATABASE, sitio oficial, disponible en: http://www.statutelaw.gov.uk.

- WHITE John y BOTTS Baker. "Successful FLNG projects start off with proper development strategy". En: *LNG Journal*, mayo 2009, p.6-10, disponible en: http://www.bakerbotts.com/file_upload/documents/LNGJournalMay09_White.pdf.

- WRAGG Neil y HAYNES, David. "Commercial engineering of LNG value chain merits more attention". En: *LNG Journal,* junio 2008, p. 6-10, disponible en: http://www.lngjournal.com/portal/docs/june2008.pdf.

IV. FRANCIA

1. Introducción general

Francia es un país que cuenta con amplia experiencia en terminales de GNL. El desarrollo de la infraestructura de GNL se inició en 1972 con el objeto de complementar el suministro vía gasoductos y mejorar la diversificación del suministro de gas. En la actualidad, Francia cuenta con la tercera mayor capacidad de regasificación de Europa —25 mil millones de metros cúbicos al año— situándose sólo detrás de España y del Reino Unido. Sin perjuicio de lo anterior, el GNL representa sólo el 28% del consumo de gas natural de Francia.

Existen tres terminales de GNL en funcionamiento en Francia; Montoir de Bretagne en la costa atlántica y Fos Tonkin y Fos Cavaou en la costa mediterránea. La actividad de GNL es llevada a cabo principalmente por la compañía francesa GDF Suez, la que está presente en toda la cadena de la industria. Los terminales de Montoir Bretagne y de Fos Tonkin pertenecen al operador Elengy, filial de GDF Suez en un 100%. El terminal de Fos Cavaou pertenece a la sociedad de explotación Société des Terminaux Méthaniers de Fos Cavaou (STMFC), propiedad en un 70,2% de GDF Suez y en un 29.8% de Total.

En cumplimiento con las directivas europeas, el sector del GNL es una industria altamente regulada en Francia. El regulador sectorial, la Comisión de Regulación de la Energía (CRE), creada en 2000, es una autoridad administrativa independiente, involucrada en todas las fases de la actividad de GNL que dispone de amplias facultades, incluyendo la potestad de reglamentar, de sancionar las violaciones a la regulación aplicable al GNL y de resolver las controversias relativas al acceso o al uso de instalaciones de GNL. Sin perjuicio de lo anterior, los terminales de GNL no requieren una autorización de parte del regulador energético, sino que sólo requieren autorizaciones relativas a temas de seguridad y ambientales. Existen dos textos centrales para la regulación del GNL, la Ley Nº 2000-108 del 10 de febrero de 2000 (modificada), que contiene la regulación institucional y la Ley Nº 2003-8, de 3 de enero de 2003 que contiene la regulación sustantiva.

Bajo la legislación francesa y en cumplimiento con las directivas europeas, los terminales de GNL son instalaciones cuyo acceso está abierto a terceros bajo condiciones de acceso reguladas, salvo obtención de una exención de acceso para las nuevas instalaciones (conforme a las directivas europeas). Las capacidades de GNL se asignan de acuerdo a normas no discriminatorias, transparentes y coherentes con las normas de buenas prácticas aprobadas por la CRE y bajo tarifas propuestas por la CRE y adoptadas conjuntamente por los Ministros de Economía y Energía. Además, la legislación francesa prevé medidas para facilitar la reventa de capacidades en el mercado secundario y mecanismos de gestión de la congestión, tales como la obligación de pago de la capacidad suscrita, un sistema de sanciones en caso de cancelación tardía de una descarga y dos tipos de mecanismos *use it or lose it*.

2. Descripción de la industria de terminales de regasificación en Francia

a. Introducción

En Francia el consumo de gas natural ha aumentado exponencialmente en los últimos veinte años. Entre 1990 y 2006, el aumento fue de un 52%. Sin perjuicio de lo anterior, a partir del año 2008 —como consecuencia del aumento del precio del gas— la demanda francesa ha tendido a disminuir. De acuerdo a datos del año 2009, el gas natural corresponde al 15% del consumo de energía en Francia.

El consumo de gas natural en Francia es liderado por el sector residencial con un 39% del total, seguido por el sector industrial con un 38%, el sector terciario con un 16%; el sector energético con un 8%; y finalmente el sector agrícola con un 1%[1].

Dada la escasez de gas natural en su propio territorio, Francia está obligada a importar aproximadamente el 99% del gas que consume. Una pequeña fracción –menor al 2%— se produce en los depósitos de Lacq, al sur-oeste de Francia, que hoy se encuentran prácticamente agotados. La mayoría del gas importado sin embargo se realiza vía gasoducto. El GNL representa sólo el 28% del consumo de gas natural en Francia[2].

Desde 1972 Francia importa GNL a través del terminal de Fos Tonkin ubicado en las proximidades de Marsella. En la actualidad, Francia cuenta con dos terminales adicionales, Montoir de Bretagne y Fos Cavou. En 2009, los principales países productores del GNL importado a Francia fueron: Algeria (34%); Nigeria (32%); Egipto (12%); y Qatar (16%)[3]. Como se muestra en el siguiente cuadro, el origen del GNL varía según terminal[4]:

Terminal	**Origen habitual del GNL**	**Capacidad de las naves de importación**
Fos Tonkin	Algeria	Menos de 75.000 m^3
Montoir de Bretagne	Algeria, Nigeria, Egipto, Qatar, Guinea, Noruega, Australia y Trinidad y Tobago.	Más de 75.000 m^3
Fos Cavaou	Egipto	

[1] MINISTERE DE L'ECOLOGIE, DU DEVELOPPEMENT DURABLE, DES TRANSPORTS ET DU LOGEMENT, *Le gaz naturel en France*, 2010. <En World Wide Web: http://www.developpement-durable.gouv.fr/Presentation-generale,10627.html> [visitado el 24 /11/2010].

[2] COMMISSARIAT GENERAL DU DEVELOPPEMENT DURABLE, *L'approvisionnement en gaz naturel", en Le Point Sur nº 26,* Octubre 2009. <En World Wide Web: http://www.statistiques.developpementdurable.gouv.fr/article.php3?id_article=1183&var_recherche=l%27approvisionnement+de+gaz+naturel> [visitado el: 24 /11/2010].

[3] Ibidem.

[4] MINISTERE DE L'ECOLOGIE, DU DEVELOPPEMENT DURABLE, DES TRANSPORTS ET DU LOGEMENT, *La structure et le fonctionnement du marché du gaz naturel en France* (actualizado al 9 de julio de 2010). <En World Wide Web: http://www.developpement-durable.gouv.fr/La-structure-et-le-fonctionnement,10665.html> [visitado el 24/11/2010].

b. Terminales de GNL

Francia tiene en la actualidad tres terminales de GNL en operación:

1. *Montoir de Bretagne*, ubicado en Bretaña, frente al Océano Atlántico, con una capacidad anual de 10 mil millones de metros cúbicos de gas, y que inició sus servicios en diciembre de 1980. En el 2008, recepcionó 91 embarcaciones y regasificó el 80,5 TWh de gas.[5]

2. *Fos Tonkin*, ubicado en Marsella, sur de Francia, frente al Mar Mediterráneo. Tiene una capacidad anual de 7 mil millones de metros cúbicos de gas. Este terminal inició sus operaciones en el año 1972. En el 2008, recepcionó 142 embarcaciones y regasificó 58 TWh de gas.
   La sociedad Elengy, filial de GDF Suez, se encuentra desarrollando un proyecto de modernización y expansión de este terminal con una inversión de 200 millones de euros.

3. *Fos Cavaou*, ubicado en Marsella. Tiene una capacidad anual de 8,25 mil millones de metros cúbicos de gas[6]. No obstante estar listo para iniciar operaciones desde abril de 2010, este terminal no pudo iniciarlas pues la Corte de Marsella revocó su permiso de explotación en junio de 2009. En agosto de 2010, la Prefectura des Bouches-du-Rhône autorizó su funcionamiento mientras continúa la tramitación del permiso definitivo de explotación.

Los tres terminales franceses operan bajo el modelo de peaje (*tolling)*, dado que el terminal es responsable, conforme al contrato celebrado con el usuario, de asegurar principalmente un servicio de regasificación, sin comprar el GNL[7].

En cuanto a terminales en construcción y proyectados, actualmente existe un terminal en construcción y dos terminales proyectados:

1. *Terminal Fos Faster*. En construcción en Fos-sur-Mer, Marsella. Este proyecto de 800 millones de euros es propiedad de un consorcio conformado por las holandesas Vopak y Shell, y tiene proyectada una capacidad inicial de 8.000 millones de metros cúbicos de gas por año, lo que corresponde al 15% del consumo anual de gas natural en Francia.

2. El grupo Electricité de France (EDF) proyecta construir un terminal de GNL en Dunkerque, cuya construcción se prevé para finales de 2014, y que busca conectarse con el terminal de gas belga de Zeebrugge. El objetivo es

[5] SELECTRA. INFO, *comparateur des fournisseurs de gaz, Terminaux GNL*. <En World Wide Web: http://www.selectra.info/Terminaux-gaz-naturel-liquefie-GNL.html> [visitado el 24/11/2010].
[6] GDF SUEZ, *Terminaux GNL*. <En World Wide Web: http://www.gdfsuez.com/fr/activites/nos-metiers/gestion-d-infrastructures/terminaux-gnl/terminaux-gnl/> [visitado el 24/11/2010].
[7] TUSIANI/SHEARER, *LNG A Nontechnical Guide*, 2007, p. 312.

importar GNL por el "camino más corto", usando la plataforma de negocios de Zeebruge y abastecer a las centrales eléctricas de Bélgica de gas natural[8].

3. La sociedad Gas de Normandíe, creada por POWEO (74%) y por la Compagnie Industrielle Maritime (26%) proyectan construir un terminal de GNL en Antifer, sobre el Port du Havre, con una capacidad anual de 9 mil millones de metros cúbicos de GNL[9].

c. Propiedad de los terminales de regasificación y relaciones de propiedad dentro de la cadena del gas natural

Como veremos a continuación, los terminales de regasificación de GNL de Francia pertenecen en su totalidad o en parte a GDF Suez, grupo empresarial que tiene interés a lo largo de toda la cadena de gas natural en Francia y en el extranjero.

Al 31 de diciembre de 2009, los accionistas de GDF Suez eran el Estado en un 35,9%, el público general en un 51%, el Groupe Bruxelles Lambert (GBL) en un 5,2% y otras compañías con baja participación[10].

La compañía GDF Suez nació de la fusión de Gaz de France (80% estatal) y de la empresa Suez el año 2006. En 2009, era la tercera empresa más grande del mundo en la industria de energía[11]. GDF Suez es el primer comprador de gas, el primer operador de las redes de transporte (a través de su filial Gaz de France Reseau Transport) y de las redes de distribución y la tercera compañía operadora de almacenaje de Europa[12].

1. *Montoir de Bretagne*. Este terminal pertenece en un 100% a GDF Suez. La explotación del terminal es realizada por Elengy, filial en un 100% de GDF Suez. Elengy fue creada el 17 de diciembre de 2008 como una forma de dividir las funciones del grupo en materia de GNL, y se encarga de la explotación del terminal, de la comercialización del derecho a acceso al terminal y de su desarrollo y mantención.

---

[8] COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG), *Estudio nº 100211 relativo a la posible conexión entre el terminal GNL de Dunkerque y la red de transporte de gas natural belga*, p. 2. <En World Wide Web: http://www.creg.info/pdf/Etudes/F945FR.pdf> [visitado el 24/11/2010].

[9] MINISTERE DE L'ECOLOGIE, DU DEVELOPPEMENT DURABLE, DES TRANSPORTS ET DU LOGEMENT, *Les infrastructures gazières, Amélioration de la fluidité du marché du gaz, Direction Générale de L'énergie et du Climat* (2009). <En World Wide Web: http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/11-3.pdf> [visitado el 24/11/2010].

[10] GDF SUEZ, *Document de référence 2009*. <En World Wide Web: http://www.gdfsuez.com/fr/finance/cours-de-l-action/structure-de-l-actionnariat/structure-de-l-actionnariat/> [visitado el 24/11/2010].

[11] FORTUNE, *Global 500, 2009. Top Industries: Energy*. <En World Wide Web: http://money.cnn.com/magazines/fortune/global500/2009/industries/165/index.html [visitado el: 24/11/2010].

[12] GDF SUEZ, *Gaz naturel et GNL, Nos énergies*. <En World Wide Web: http://www.gdfsuez.com/fr/activites/nos-energies/gaz-naturel-et-gnl/gaz-naturel-et-gnl/> [visitado el 24/11/2010].

En lo concerniente a la actividad de almacenamiento del gas natural, ésta es realizada por Storengy, filial de GDF Suez, creada el 31 de diciembre de 2008 como sociedad anónima.

2. *Fos Tonkin.* Este terminal pertenece en un 100% a GDF Suez. Al igual que en el caso del terminal Montoir de Bretagne, este terminal es explotado por Elengy.

3. *Fos Cavaou*. Este terminal pertenece en un 70,2% a Elengy (GDF Suez) y en un 29.8% a la sociedad de explotación Société des Terminaux Méthaniers de Fos Cavaou (STMFC). El operador es la empresa Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou-STMFC que se encarga de la comercialización del derecho de acceso al mismo. La explotación y la mantención del terminal es realizada por Elengy. Los accionistas de STMFC son Elengy (70%) y el grupo Total (30%)[13].

3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL[14]

La industria del GNL se encuentra regulada en la normativa general del gas en Francia, la que toma en cuenta las directivas europeas en el sector y las implementa (aunque no siempre de manera completa), en particular la directiva 2009/73/CE del 13 de Julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural[15].

Existen dos leyes centrales para la regulación del GNL, una ley que contiene la regulación institucional y una que contiene la regulación sustantiva. La primera, Ley 2000-108 del 10 de febrero de 2000 (modificada), relativa a la modernización y el desarrollo del servicio público de electricidad[16]. La segunda, Ley 2003-8, de 3 de enero de 2003, sobre mercados del gas y la electricidad y la energía de utilidad pública[17].

En lo que se refiere a la implementación de la normativa europea, el Ministerio a cargo de la Energía[18] fue el encargado de elaborar los textos para la aplicación en Francia del mercado único del gas, dictándose al efecto las Leyes del 7 de diciembre de 2006, del 13 de

[13] Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou, STMFC, Profil, <En World Wide Web: http://www.cavaou-gnl.com/sicsFront/FosCavaou/fr/INFORMATIONS_GENERALES/STMFC/profil.html> [visitado el 7/12/2010].

[14] Toda la legislación mencionada en esta sección se encuentra disponible en línea. <En World Wide Web: http://www.legifrance.gouv.fr/ [visitado el: 30/11/2010].

[15] Publicada en Diario Oficial de la Unión Europea del 14 de agosto de 2009 (L 211) <En World Wide Web: http://eur-lex.europa.eu/JOHtml.do?uri=OJ%3AL%3A2009%3A211%3ASOM%3AES%3AHTML> [visitado el: 30/11/2010].

[16] LOI no 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. <En World Wide Web: http://admi.net/jo/20000211/ECOX9800166L.html> [visitado el: 30/11/2010].

[17] Loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gas et de l'électricité et au service public de l'énergie. <En World Wide Web: http://admi.net/jo/20030104/ECOX0200139L.html> [visitado el: 30/11/2010].

[18] Desde noviembre de este año corresponde al Ministerio de Economía, Finanzas e Industria. Ver Apartado 4 siguiente.

julio de 2005 y del 9 de agosto de 2004, todas modificatorias de la Ley 2003-8 de 3 de enero de 2003. Finalmente, la Ley Nº 2008-66 de 21 de enero de 2008 sobre las tarifas reguladas para la electricidad y el gas, fijó las reglas aplicables a las tarifas.

a. Regulación principal

A continuación señalaremos los textos legales más importantes aplicables al GNL[19]:

1. *Ley 2000-108 del 10 de febrero de 2000 (modificada) sobre la modernización y el desarrollo del servicio público de electricidad*. Esta ley crea la Comisión de Regulación de la Energía (CRE), define sus funciones y competencias, sus poderes y su funcionamiento, fija las misiones y el procedimiento ante el Comité de Solución de Controversias y Sanciones (CORDIS). Fija también las reglas de disociación contable y las obligaciones de servicio público.

2. *Ley 2003-8, de 3 de enero de 2003 sobre los mercados del gas y la electricidad y la energía de utilidad pública*. Esta ley regula el acceso a las redes de gas natural, la exención de acceso, la no discriminación, la transparencia y confidencialidad de la información, las tarifas, la contabilidad separada y el deber de información. Entre otras cosas, incorpora las disposiciones relativas al acceso a las instalaciones de GNL de la directiva 2003/55/CE del 26 de junio de 2003.

b. Regulación de detalle[20]

La normativa legal antes mencionada ha sido ampliamente desarrollada por decretos, órdenes ministeriales y decisiones, mencionándose a continuación las más relevantes. Asimismo se mencionarán algunas leyes secundarias aplicables al mercado del GNL.

1. *Ley 2004-803 del 9 de agosto de 2004 relativa a las ofertas de servicio público de electricidad y gas*. Regula las obligaciones de servicio público en relación con el sector de la electricidad y del gas. Modifica la Ley del 3 de enero de 2003 para adaptarla a la reglamentación europea.

2. *Ley 2005-781 del 13 de julio de 2005 que fija las orientaciones de la política energética*. Esta ley incorpora las directivas europeas en materia de energía.

---

[19] El mercado del gas, incluyendo el GNL, está regulado, en orden jerárquico por leyes (acto legislativo de carácter general adoptado por la Asamblea legislativa), decretos (se dictan en cumplimiento de la ley por el Primer Ministro y, en el caso del GNL, por el Ministro de la cartera de energía), órdenes ministeriales (aplicación práctica de los decretos realizada por el Ministro de la cartera de energía) y decisiones (resoluciones que se adoptan en aplicación de las leyes, decretos y órdenes; para el GNL son adoptadas por el Ministro de la cartera de energía o por la CRE).

[20] Toda la regulación mencionada en esta sección se encuentra disponible en línea. <En World Wide Web: http://www.legifrance.gouv.fr/> [visitado el 30 /11/2010].

3. *Ley 2006-1537, del 7 de diciembre de 2006, relativa al sector de energía*. Modifica la Ley 2000-108 del 10 de febrero de 2000 para regular la competencia del CORDIS.

4. *Decreto 2000-894 de 11 de septiembre de 2000 (modificado), relativo a los procedimientos aplicables ante la CRE*.

5. *Decreto 2004-250 de 19 de marzo del 2004 relativo a la autorización de abastecimiento de gas*. Precisa las condiciones relativas a las autorizaciones de abastecimiento de gas natural y GNL.

6. *Decreto 2004-251 de 19 de marzo del 2004 relativo a las obligaciones de servicio público en el sector del gas*.

7. *Decreto 2005-1616 de 20 de diciembre del 2005, que fija las tarifas no contempladas en los tributos por el uso de las instalaciones de GNL.*

8. *Decreto 2009-1603 de 18 de diciembre del 2009, relativo a las tarifas reguladas de la venta de gas natural.*

9. *Resolución ministerial de 27 de diciembre del 2005, que fija las tarifas no contempladas en los tributos por el uso de las instalaciones de GNL*.

10. *Resolución de 20 de febrero 2009 de la CRE relativo al reglamento interno del CORDIS*.

4. Entes reguladores

En la industria de GNL hay dos entes reguladores principales; el Ministerio a cargo de la Energía, que, desde el 14 de noviembre de 2010, es el Ministerio de Economía, Finanzas e Industria, y la Comisión de la Regulación de la Energía **(**CRE) que propone la reglamentación aprobada por el Ministerio, y que, en definitiva, tiene el rol fundamental en la regulación del GNL.

Además, el Prefecto de la región implicada (alto funcionario representante del Estado, similar al Intendente en el sistema chileno), es competente para otorgar autorizaciones de instalación y de funcionamiento de los terminales de GNL por medio de una *arrêté préfectoral* (orden prefectoral).

a. El Ministro de Economía, Finanzas e Industria (Ministro a cargo de la Energía)

Desde el 14 de noviembre de 2010, el Ministerio con competencia sobre los asuntos relativos a la energía es el Ministerio de Economía, Finanzas e Industria. También lo era con anterioridad al 2007. No obstante, durante los años 2007 a 2010, la energía estuvo a cargo del Ministerio de la Economía, del Desarrollo Sustentable, del Transporte y de la Vivienda.

En el Ministerio de Economía, Finanzas e Industria existe un funcionario encargado de la Industria, de la Energía y de la Economía Numérica, que también tiene rango de Ministro, y que tiene competencia sobre los temas energéticos[21]. Dado que la legislación aplicable en materia de GNL otorga competencia al "Ministro a cargo de la Energía", mantendremos esa denominación general en este trabajo para mayor claridad.

En relación a la **potestad normativa** vinculada al gas natural, al Ministro le corresponde elaborar las reglas generales concernientes a las actividades gasíferas; elaborar la reglamentación y las disposiciones técnicas relativas a la seguridad, transporte, distribución y utilización del gas natural; velar por la seguridad del abastecimiento del conjunto de bienes de la cadena gasífera y por la diversificación del abastecimiento francés y realizar un seguimiento de los datos estadísticos relativos a los contratos de abastecimiento de gas en el largo plazo y de la evolución de la demanda (según tipo de clientes). Asimismo conforme a la directiva europea 2004/67/CE relativa a unas medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas natural[22], al Ministro le corresponde fijar las obligaciones de abastecimiento a los actores del mercado.

El Ministro a cargo de la Energía es también competente, junto al Ministro de Economía, para **aprobar las tarifas** de utilización de la red de transmisión y de distribución, así como las tarifas de utilización de terminales de GNL.

.

En relación a la **potestad fiscalizadora** el Ministerio posee, en materias relativas a la regulación del mercado del gas, facultades investigadoras y puede recabar todos los antecedentes necesarios que se encuentren en poder de los ministros de las carteras de Economía, Medio Ambiente y Energía, de los operadores de las redes públicas de transmisión y distribución de electricidad, de los operadores de obras de transporte o de distribución de gas natural y de los explotadores de las instalaciones de GNL. También puede solicitar información a las empresas intervinientes en el mercado del gas natural.

En lo relativo a la **potestad sancionatoria,** el Ministerio puede aplicar sanciones pecuniarias, decretar el cese o la suspensión por un plazo no superior a un año de las autorizaciones de abastecimiento de gas natural o de las autorizaciones de transporte.

b. La Comisión de Regulación de la Energía (CRE)

La CRE es una autoridad administrativa independiente, creada el 24 de marzo de 2000) encargada de velar por el buen funcionamiento del mercado de la energía y de arbitrar las controversias entre los usuarios y los distintos operadores. Su competencia se extiende a la regulación del gas y de la electricidad[23].

---

[21] MINISTERIO DE ECONOMÍA, DE LAS FINANZAS Y DE LA INDUSTRIA, sitio oficial. <En World Wide Web: http://www.minefe.gouv.fr/> [visitado el: 30/11/2010].

[22] Publicada en Diario Oficial de la Unión Europea del 29 de abril de 2004 (L 127). <En World Wide Web: http://www.aven.es/pdf/leg_dir_2004_67_ce.pdf> [visitado el: 30 /11/2010].

[23] Artículos 28 y siguientes de la ley N° 2000-108 de 10 de febrero de 2000 relativa a la modernización y al desarrollo del servicio público de electricidad.

Si bien inicialmente fue sólo competente para conocer materias relativas a la electricidad, el ámbito de la CRE se modificó por la Ley Nº 2003-8 de 3 de enero de 2003, extendiendo sus facultades a la producción y distribución del gas natural, incluyendo GNL.
Entre las principales funciones de la CRE se incluyen la de garantizar el derecho de acceso a las redes e instalaciones de gas natural, incluyendo terminales de GNL; asegurar el buen funcionamiento y desarrollo de redes e infraestructuras de gas natural; garantizar la independencia de la red; velar porque las tarifas sean aplicadas de manera transparente y no discriminatoria y controlar y vigilar los mercados de la electricidad y del gas natural por medio del ejercicio de sus facultades de investigación y de sanción [24].

La CRE tiene **potestades normativas** para establecer las condiciones de utilización de las instalaciones de GNL; las funciones de los operadores de instalaciones de GNL; los contratos o protocolos de compra del gas necesario para el funcionamiento de la red de gas y de las instalaciones de GNL.

En relación a las **potestades de fiscalización,** la CRE tiene derecho a acceder a todos los antecedentes que se encuentren en poder de los intervinientes del mercado del gas natural o de los distintos órganos administrativos, que le sean necesarios para lograr el cumplimiento de sus funciones. Así, la CRE puede recabar todos los antecedentes que estime convenientes haciendo las solicitudes correspondientes a los Ministros de las carteras de Economía, Medio Ambiente y Energía, a los operadores de las obras de transporte o de distribución del gas natural y a los explotadores de las instalaciones de GNL, así como a las demás empresas que participen en el mercado del gas natural[25].

En lo que se refiere a la **potestad sancionatoria**[26] la CRE puede, de oficio o a petición del ministro de la cartera de Energía o del Medio Ambiente, de alguna organización profesional, de alguna asociación autorizada de usuarios o de terceros afectados, sancionar las faltas que constate de parte de algún operador de obras de transmisión o de distribución de gas natural o de explotadores de las instalaciones de almacenamiento del gas natural o de las instalaciones de GNL o de los usuarios de la red, obras e instalaciones[27].

En lo que se refiere a la **potestad tarifaria** la CRE es competente para proponer tarifas de acceso a las instalaciones de GNL, las que deben luego ser aprobadas por los Ministros de Economía y Energía. La CRE define las tarifas de utilización de los terminales de GNL según los costos de inversión y de explotación de sus operadores y en función de proyecciones de utilización de dichos terminales. Las tarifas actualmente aplicables a los terminales de GNL fueron propuestas en julio de 2009 por la CRE y entraron en vigencia en enero de 2010 por un periodo de 3 años.

[24] Artículos 33-34-40 de la ley de 10 de febrero de 2000.
[25] Artículos 33 y 34 de la ley n° 2000-108 del 10 de febrero de 2000.
[26] Artículo 40 ley del 10 de febrero de 2000.
[27] Artículo 40 ley del 10 de febrero de 2000.

5. Autorización de instalación de terminales

De acuerdo a la legislación francesa, el Prefecto de la región en la cual se ubicará el terminal del GNL debe otorgar un permiso de construcción, y posteriormente el *Conseil départamental de risques sanitaires* (CODERST, Consejo departamental de riesgos sanitarios) debe verificar si la construcción y funcionamiento del terminal de GNL se ajusta a las exigencias relativas a los riesgos sanitarios. Finalmente, el Prefecto dicta dos órdenes: una autorizando al puerto para realizar los trabajos de instalación de la plataforma y otra autorizando la explotación del terminal[28].

No existen otras autorizaciones de explotación de las instalaciones de GNL. La propuesta de otra autorización fue rechazada en el Senado francés, después de la intervención de la CRE en contra de la misma[29].

6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado

Tratándose de los países europeos, los problemas de coordinación deben ser analizados tanto a nivel europeo como a nivel nacional. En cuanto a lo primero, la CRE redacta un informe anual que envía a la Comisión Europea a fin de que esta última verifique los progresos obtenidos en el establecimiento de un mercado interno de electricidad y de gas natural y el nivel de implementación de las reglas europeas en Francia.

Por su parte, a nivel nacional, el regulador de la competencia en Francia es la *Autorité de la concurrence* (Autoridad de la Competencia). Se trata de una autoridad administrativa independiente, especializada en el control de las prácticas atentatorias a la competencia, experta en el funcionamiento de los mercados y en el control de las concentraciones. Su objetivo es garantizar la libre competencia y contribuir al funcionamiento de los mercados competitivos a nivel europeo e internacional.

La Autoridad de la Competencia es competente para velar por la aplicación de la legislación nacional y comunitaria. Tiene la facultad de dictar medidas cautelares, imponer sanciones económicas, aceptar compromisos y conceder el beneficio de la clemencia (*leniency*) a aquellas empresas que cooperen en la identificación o determinación de la existencia de cárteles. Dentro de sus facultades, esta institución puede dictar, incluso de oficio, dictámenes sobre diversas cuestiones de libre competencia.

Desde un punto de vista sustantivo, la relación entre la regulación sectorial y el derecho de la competencia es siempre compleja, pues en principio el derecho de la competencia — incluyendo restricciones relativas a instalaciones esenciales, negativas de venta y otras cláusulas o condiciones que puedan afectar la competencia— mantiene su vigencia. Ahora

[28] Como estas autorizaciones de instalación y de funcionamiento de los terminales de GNL se basan en el Código del Medio Ambiente y en leyes de seguridad y de construcción que no son regulaciones económicas propiamente tal (objeto principal de este estudio), las potestades del Prefecto en relación con la actividad de GNL no serán desarrolladas aquí.

[29] SÉNAT, *Compte rendu des travaux parlementaires, Séance du 16 octobre 2002 au Sénat.* <En World Wide Web: http://www.senat.fr/seances/s200210/s20021016/sc20021016028.html>. [visitado el 02/12/2010].

bien, existiendo normativa especial que considera detalladamente aspectos de competencia, es poco factible que las autoridades de la competencia utilicen dicha normativa general para desestructurar una regulación sectorial que contempla programas de política cuidadosamente diseñados.

En cuanto a la coordinación entre ambos organismos, el presidente de la CRE puede informar a la Autoridad de la Competencia de los abusos de posición dominante y de prácticas atentatorias al libre ejercicio de la competencia. El expediente presentado junto con la denuncia debe incluir todos los antecedentes reunidos que permitan probar la existencia de dichos abusos o prácticas[30].

Por otra parte, la Autoridad de la Competencia asimismo puede solicitar la opinión de la CRE respecto de cualquier materia relativa al mercado del gas natural. La CRE tiene que responder en el plazo de dos meses.

La Autoridad de la Competencia emite avisos previos solicitando la aplicación y el respeto de los principios de disociación contable.

Finalmente, la Autoridad de la Competencia emite, a solicitud del Ministro, informes sobre todos los proyectos de decretos elaborados por la CRE y que son presentados al Ministro. En dicho informe, la Autoridad de la Competencia debe controlar que los proyectos se ajusten a las directivas europeas y a los reglamentos nacionales[31].

7. Solución de controversias

a. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores

Conforme a las reglas generales, el Consejo del Estado (*Conseil d'Etat*) es el tribunal administrativo de última instancia encargado de conocer los recursos contra los actos administrativos del poder ejecutivo central, las colectividades territoriales, las autoridades independientes, los organismos públicos y los organismos con facultades de autoridad pública. En consecuencia, este ente es competente para conocer de los recursos contra las decisiones no favorables, incluyendo las sancionatorias, del CORDIS y del Ministro encargado de la Energía, pudiendo solicitarse la suspensión de los efectos del acto recurrido mientras se tramita el recurso. El Consejo de Estado tiene el poder de anular o revisar las decisiones objeto del recurso.

Los fallos del Consejo de Estado que resuelven asuntos contenciosos son finales y no son susceptibles de recurso alguno (salvo algunos casos de recursos excepcionales como el recurso de revisión o el recurso de rectificación por error material).

---

[30] Artículo 39 de la ley del 10 de febrero 2000.

[31] COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ENERGIE (CRE), *"Avis du Conseil de la concurrence n° 2005-A 22 du 9 novembre 2004 relatif au projet de décret fixant les tarifs des réseaux de distribution du gaz" y "Avis du Conseil de la concurrence n° 03-A-16 du 5 septembre 2003 relatif à la séparation comptable des activités des opérateurs de gaz naturel"*. <En World Wide Web: http://www.cre.fr/fr/documents/avis_du_conseil_de_la_concurrence> [visitado el 24/11/2010].

b. Controversias entre particulares

i. Comité de Solución de Controversias y Sanciones (CORDIS)[32]

El CORDIS ejerce las facultades de la CRE en materia de resolución de controversias relativas al acceso o al uso de instalaciones de GNL[33]. El CORDIS se compone de cuatro jueces: dos consejeros de Estado designados por el Vicepresidente del Consejo de Estado y dos asesores de la Corte de Casación designados por el primer Presidente de la Corte de Casación. El Presidente del CORDIS es nombrado por decreto de entre sus miembros. Conforme a esta composición, es posible sostener que se trata de una entidad cuasi-judicial.

El CORDIS puede conocer de las demandas relativas a conflictos generados por el acceso o la utilización de las obras de transmisión o de distribución del gas natural, de las instalaciones de almacenaje del gas natural o de las instalaciones de GNL. Las controversias pueden referirse, especialmente en lo relativo al acceso a las obras e instalaciones de gas natural y GNL, a la negativa al acceso o desacuerdo sobre la celebración, interpretación o ejecución de contratos y protocolos de acceso a las obras de transmisión, distribución de gas natural e instalaciones de GNL. Estos conflictos pueden generarse entre los operadores de las señaladas obras e instalaciones y los posibles clientes, suministradores o sus mandatarios.

Pueden solicitar la intervención del CORDIS:

1. Un operador de las instalaciones de transporte o de distribución de gas natural.
2. Un operador de las instalaciones de almacenamiento de gas natural.
3. Un operador de las instalaciones de GNL.
4. Usuarios de las redes, obras o instalaciones con excepción de los clientes no elegibles[34].

El procedimiento ante el CORDIS es *sui generis* y se desarrolla de la siguiente manera. Presentada la demanda, el Presidente del CORDIS o cualquier otra persona designada para tales efectos, la notifica a los interesados, fijando el plazo dentro del cual debe presentarse la contestación. El Presidente designa a un juez investigador entre los funcionarios del servicio. El juez investigador dará curso al proceso de manera independiente y respetando el principio de bilateralidad de la audiencia.

El CORDIS debe fallar en un plazo de dos meses. Este plazo puede extenderse a cuatro meses si el CORDIS lo estima necesario, en especial para realizar u ordenar la realización de diligencias investigativas indispensables para la resolución del asunto controvertido.

---

[32] La creación del CORDIS por la ley del 7 de diciembre 2006, responde a la voluntad del legislador de cumplir con los requisitos del artículo 6.1 del Convenio Europeo de Derechos Humanos (CEDH). <En World Wide Web: http://constitucion.rediris.es/legis/1950/tr1950-11-04_roma.html> [visitado el 02/12/2010].

[33] Art. 38 de la ley de 10 de febrero de 2000.

[34] A medida que se abre el mercado, las diferentes categorías de usuarios finales han sido declaradas elegibles, cuando su consumo anual es igual o mayor que un umbral fijado por decreto.

Este plazo de cuatro meses puede prorrogarse en caso de previo acuerdo de la parte demandante.

De forma accesoria a la petición principal, el demandante puede solicitar medidas conservativas o precautorias en caso de vulneraciones graves e inmediatas a la normativa que regula el acceso. Si el CORDIS acepta la petición de la parte demandante, total o parcialmente, su fallo condenatorio debe precisar las condiciones técnicas y/o financieras dentro de las cuales se llevará a cabo el acceso y la utilización de las obras de gas natural y de las instalaciones de almacenaje o de las instalaciones de GNL. El CORDIS puede fijar, de forma objetiva, transparente, no discriminatoria y proporcional, las modalidades de acceso a las obras de gas natural, a las instalaciones de almacenaje de gas natural y a las instalaciones de GNL.

El fallo se notifica a las partes y es publicado en el Diario Oficial de la República Francesa. El fallo puede ser recurrido por la vía de solicitar su nulidad o modificación (*recours en annulation ou en réformation*) ante la Corte de Apelaciones de París[35]. El recurso no es suspensivo, pero una solicitud de suspensión se puede presentar ante el Presidente de la Corte de Apelaciones de París.

La Corte de Apelaciones de París puede revisar tanto los hechos como el derecho y anular o modificar la decisión del CORDIS. Las decisiones de la Corte de Apelaciones de París pueden ser impugnadas ante la Corte de Casación, corte de última instancia francesa que examina solamente el derecho.

ii. Tribunales civiles ordinarios

En casos de litigios privados que no corresponden a los casos anteriormente señalados, la competencia recae sobre los tribunales civiles ordinarios. De este modo, estos tribunales pueden conocer de problemas generados por los contratos entre los actores del sector cuando el CORDIS no tiene competencia.

En general, los tribunales ordinarios competentes son los siguientes:

1. Tribunal de gran instancia[36].
2. Apelación ante la Corte de Apelaciones que falla sobre cuestiones de hecho y de derecho.
3. Casación ante la Corte de Casación, que no conoce los hechos sino que sólo el derecho.

[35] Art. 38 de la ley del 10/02/2000, artículo 8 del Decreto N° 2000-894 del 11 septiembre 2000 relativo a los procedimientos aplicables ante la CRE.
[36] Equivalente a nuestros Tribunales de Primera Instancia.

c. Jurisprudencia relevante

La jurisprudencia en materia de gas natural y GNL es poca, puesto que las partes suelen solucionar sus conflictos por medio de acuerdos y, además, la Corte de Apelaciones tiende a confirmar las decisiones del CORDIS.

En 2007 el CORDIS adoptó solo tres decisiones sobre controversias, una de las cuales era relativa al gas natural[37]. Durante el segundo semestre de 2008, el CORDIS recibió tres casos de controversias, pero sólo en uno de ellos falló sobre el fondo. En los dos restantes las partes se desistieron de su acción. Es de suponer que la intervención del CORDIS en el asunto contribuyó a la solución del conflicto por medio de acuerdos. En el 2009 el CORDIS adoptó siete decisiones solamente para el gas natural y la electricidad[38].

Los fallos encontrados recaen sobre conflictos relativos al acceso a las instalaciones, la denegación de acceso o un desacuerdo relativo al término, interpretación o ejecución de contratos de acceso. Asimismo, existen fallos que se refieren a problemas relativos al uso de las instalaciones de gas natural, a la aplicación de los principios de disociación contable o a las normas de acceso a la información contable y al incumplimiento de las resoluciones.

No hemos encontrado fallo alguno respecto al GNL, ni decisiones publicadas de los tribunales ordinarios relevantes para el gas natural.

La jurisprudencia relevante para el gas natural es la siguiente:

1. Resolución del CORDIS de fecha 13 de septiembre del 2010 sobre el conflicto existente entre la sociedad SUFOREM y la sociedad GrDF, respecto a la aplicación del contrato en la parte relativa a las condiciones de entrega del gas natural en la red de distribución.
   Este fallo precisa la competencia del CORDIS y de los tribunales ordinarios, al indicar que el CORDIS es competente para fallar el conflicto relativo al término o a la ejecución de un contrato de acceso a las redes públicas de distribución de gas natural, siendo el juez del tribunal ordinario competente para conocer las demandas relativas a la autenticidad de las facturas o a la falta de información entregada por el abastecedor, puesto que dichas demandas no dicen relación con el acceso a la red pública de distribución del gas natural.

2. Resolución del CORDIS del 22 de enero del 2010 sobre el conflicto existente entre la sociedad ALTERGAZ y la sociedad GrDF, relativo a la rectificación de errores de contabilidad causados por retrasos de integración en el sistema de información de la sociedad GrDF.

---

[37] CRE, *Rapport annuel 2008, L'activité du CORDIS*, p. 16. <En World Wide Web: http://www.cre.fr/fr/documents/publications/rapports_annuels> [visitado el 24/11/2010].

[38] CRE, *Rapport annuel 2009*. <En World Wide Web: http://www.cre.fr/fr/content/download/10040/169360/file/Rapport ActiviteCRE2009.pdf> [visitado el 24/11/2010].

Conforme a esta resolución, el CORDIS es competente para analizar el alcance y contenido de las disposiciones contractuales relativas al acceso de la red. Así, desde la perspectiva del contrato objeto del litigio, el CORDIS es competente para pronunciarse sobre el derecho de la sociedad GrDF de rectificar un error cometido en su contabilidad.

3. Resolución del CORDIS de fecha 26 de septiembre del 2007 sobre el conflicto entre la sociedad Poweo y la sociedad Gaz de France, relativo a la negativa de ésta última de dar a conocer la lista completa de los puntos de cuenta y estimación de su red de distribución identificándolos por su número y dirección.
En este caso, la sociedad Poweo sostenía que los antecedentes que solicitaba eran necesarios para un acceso eficaz a la red y que Gaz de France había desconocido su obligación de actuar de forma transparente y no discriminatoria.
CORDIS determinó que Gaz de France debía poner a disposición de la sociedad Poweo la lista completa de los PCE (*Points de comptage et d'estimation* o puntos de cuenta y estimación) de su red de distribución, señalando en cada caso el numero y dirección completa. El hecho que la información entregada pueda ser utilizada por la sociedad demandante para aumentar su cartera de clientes no implica que la situación no deba ser considerada como un conflicto relativo al acceso a la red de distribución.
En la misma resolución, el CORDIS implícitamente recordó que el procedimiento elaborado por el grupo de trabajo de la CRE constituye una costumbre generalmente aceptada por la profesión, de manera que no se encuentra desprovista de un valor normativo. El CORDIS y la jurisdicción ordinaria pueden fundamentar sus resoluciones sobre dichas costumbres.

8. Integración vertical

En Francia no existe regulación que prohíba o restrinja la integración vertical entre empresas operadoras o dueñas de terminales de GNL y otras que cumplan distintos roles dentro de la cadena del GNL, particularmente en las calidades de cargadores/usuarios del terminal y suministradores de gas. Esto sin perjuicio de las restricciones que sí puedan tener las firmas que realizan actividades de transmisión y distribución (ver Ley del 9 de agosto de 2004). Se espera que en cumplimiento de la Directiva 2009/73/CE Francia adopte el modelo ITO[39].

Asimismo en Francia existe un alto grado de integración vertical en la industria del gas natural. Como señalamos previamente, GDF Suez es dueña de un 100% de los terminales de Montoir Bretagne y Fos Tonkin, y de un 70,2% de Fos Cavaou. La importación de GNL

[39] El modelo ITO (*Independant system operator*) fue explicado en el capítulo de la Unión Europea. CRE, *Rapport d'actitivé 2009*. <En World Wide Web: http://www.cre.fr/fr/documents/publications/rapports_annuels> [visitado el 30/11/2010].

la realiza a través de su filial Global GAZ, la transmisión a través de su filial GRT Gaz[40] y la comercialización y distribución a través de su filial GrDf. En el 2008 GDF Suez creó dos nuevas filiales: Elengy, dedicada a los terminales de GNL y Storengy, dedicada a las instalaciones subterráneas de almacenamiento. Las filiales tienen que presentar cuentas separadas, pero mantienen relaciones financieras con sus matrices y pueden también incurrir en costos compartidos con otras entidades del grupo.

Cabe mencionar que la legislación francesa contempla restricciones relativas a la separación contable. El artículo 8 de la Ley Nº 2003-8 del 3 de enero de 2003 relativa al mercado del gas, estipula que todas las empresas que ejercen, en el sector del gas natural, una o varias de las actividades dentro de la cadena del gas natural, deben tener en su contabilidad interna, cuentas separadas en relación con la distribución, el transporte, el almacenamiento de gas natural, así como con la operación de instalaciones de GNL. La CRE tiene una potestad residual de reglamentación que le permite especificar las normas de separación contable. Los operadores no están obligados a publicar sus cuentas separadas, aunque sí deben informar de sus cuentas anualmente a la CRE. En caso de incumplimiento de estas normas, el CORDIS puede proceder a una notificación formal en conformidad con el artículo 40 de la Ley Nº 2003-8 de 10 de febrero de 2000 y establecer sanciones contra los operadores.

9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación

Las disposiciones relativas al acceso a las instalaciones de GNL proporcionadas por la Comunidad Europea en la Directiva 2003/55/CE fueron implementadas en Francia por la Ley del 3 de enero de 2003 sobre los mercados de gas y electricidad y el servicio público de energía, modificada y complementada por la Ley 2004-803 del 09 de agosto 2004. Así, bajo la Ley del 3 de enero de 2003, los terminales de GNL son instalaciones cuyo acceso está abierto a terceros bajo condiciones de acceso reguladas. En Francia no hay exenciones de acceso a terceros otorgadas de conformidad al artículo 22 de la Directiva 2003/55/CE.

a. Obligación de acceso

El artículo 2 de la Ley del 3 de enero de 2003 establece que los clientes, proveedores y sus representantes tienen un derecho de acceso a las instalaciones GNL bajo las condiciones fijadas por contrato con los operadores que las explotan. Estos contratos son enviados a la CRE bajo petición de esta Comisión. El ejercicio de los derechos de acceso no puede ser un obstáculo al uso de dichas instalaciones por el operador para cumplir sus obligaciones de servicio público.

b. Mecanismos de asignación de capacidad primaria

En Francia, las nuevas capacidades de GNL se asignan de acuerdo a normas no discriminatorias, transparentes y coherentes con las normas de buenas prácticas

[40] GDF SUEZ, *Global Gaz & GNL*. <En World Wide Web: http://www.gdfsuez.com/fr/groupe/organisation-operationnelle/global-gaz-et-gnl/global-gaz-et-gnl/> [visitado el 24/11/2010].

específicamente definidas para cada terminal y aprobadas por la CRE [41]. Tratándose de los terminales de Fos-Tonkin y Montoir-de-Bretagne, la asignación de la capacidad primaria se ha realizado tradicionalmente mediante el sistema *first come first served* (FCFS).

Es importante notar que las capacidades de entrada en la red de transmisión de gas natural desde los terminales de GNL son automáticamente asignadas a los clientes de GNL conforme al Decreto del 6 de octubre 2008. La propuesta de tarifas de la CRE del 10 de julio de 2008 para el uso de las redes de transporte de gas natural estipula que la adquisición de capacidades de regasificación, independientemente de su duración y nivel, obliga y faculta al cliente del terminal para obtener capacidades de acceso a la red de transporte correspondiente. De esta manera, y a modo de ejemplo, un cliente que haya suscrito capacidades de regasificación con el terminal de Fos-Cavaou tendrá la obligación y el derecho a adquirir capacidades equivalentes de transporte en el Punto de Interfaz de Transporte del Terminal (*Point d'Interface Transport Terminal Méthanier*, PITTM) con GRT Gaz. Esta regla garantiza a los clientes de GNL que el acceso a la red de transporte no cause ninguna dificultad si ha suscrito capacidades de regasificación[42].

Como excepción a la regla del FCFS, tratándose del terminal de Fos-Cavaou, la CRE señaló en su deliberación del 15 de diciembre de 2003, que a efectos de promover el desarrollo de nuevos terminales de GNL, los inversionistas que participaron en el financiamiento del terminal tendrían prioridad de acceso a la capacidad del mismo, si bien ninguno de ellos debería tener más de 2/3 de la capacidad[43]. De todos modos, la CRE ordenó la venta de un 10% de capacidad de corto plazo. El proceso de venta se hizo en junio de 2007, adjudicándose los derechos EDF (por sí y en representación de Essent, Distrigaz, ENI y EDF). En consecuencia, durante los años 2007-2010, los titultares de la capacidad primaria de dicho terminal fueron Gaz de France (62.7%), Total (27.3%) y EDF (10%).

Ahora bien, recientemente se han implementado en Francia procedimientos de acceso *open season* a fin de asignar capacidad conforme a contratos de largo plazo (un año o más). Estos accesos *open season* se regulan en documentos especiales, aprobados por la CRE, para cada terminal de GNL. Decribiremos a continuación los dos procedimientos recientemente utilizados en Fos-Tonkin y Fos-Cavaou (no obstante que ambos procesos no resultaron en una asignación de capacidad, por lo que se tuvo que recurrir a la venta de corto plazo conforme a la regla del FCFS[44]).

---

[41] ELENGY, *Open season Fos-Tonkin, Note d'information* 15 septembre 2009, <En World Wide Web http://www.elengy.com/fileadmin/user_upload/pdf/Note%20d'Information%20Open%20Season%20Fos-Tonkin.pdf> [visitado el 7/12/2010].

[42] STMFC, *Vente de capacités d'accès au terminal de Fos Cavaou, Vente des capacités d'accès de court terme – période* 2011-2012, <En World Wide Web: http://www.cavaougnl.com/sicsFront/FosCavaou/fr/OFFRES_COMMERCIALES/VENTE/vente.html> [visitado el 7/12/2010].

[43] WORKING GROUP, *The Regulation of LNG Terminals in France*, Abril 2008, p. 25. <En World Wide Web: http://gttm.cre.fr/080414Rapport_GTTM_UK.pdf> [visitado el 29/12/2010].

[44] STMFC, *Vente de capacités d'accès au terminal de Fos Cavaou, Vente des capacités d'accès de court terme – période 2011-2012*. <En World Wide Web:

i. Open Season de Fos-Tonkin (Elengy)

Elengy lanzó el 15 de septiembre 2009 un *open season* para ampliar la explotación comercial de *Fos-Tonkin*, proponiendo vender 5,5 Gm3/año o 7 Gm3/año de capacidad de regasificación entre el 1 de octubre de 2014 y el 30 de septiembre de 2034. El proceso de asignación fue el siguiente:

1. Elengy informó a los actores del mercado el lanzamiento de una oferta de venta (*l'appel à souscriptions*) de capacidades en el terminal de Fos-Tonkin, a través una nota informativa publicada en su página web el 15 de septiembre 2009[45].
2. Los interesados podían inscribirse mediante la celebración de un acuerdo de confidencialidad con Elengy para garantizar la confidencialidad de la información intercambiada en virtud del proyecto. Luego eran invitados a reuniones de información, convirtiendose en "suscriptores registrados".
3. Un Memorándum de Información de fecha 14 de enero de 2010, aprobado por la CRE, estableció las condiciones que regían la oferta de venta de capacidades en el terminal de Fos-Tonkin, los servicios ofrecidos, las características del GNL descargado y las naves autorizadas, las tarifas, las capacidades de transporte y los pasos de la asignación. Las reglas de asignación del 14 de enero 2010 especifican las condiciones de calificación para el *Open Season* de Fos-Tonkin, las condiciones de asignación de capacidades, los principales pasos a realizar por los interesados y el calendario del *open season* de Fos-Tonkin.
4. Fase de calificación: Para calificar, los suscriptores debían mandar a Elengy los documentos de calificación y una garantía equivalente a €150 por GWh/año de capacidad que el suscriptor registrado quisiera comprar. Tras la recepción de estos documentos, Elengy confirmó al suscriptor registrado su clasificación para el *open season* o transmitió su decisión de negar su calificación. El suscriptor registrado que recibía la confirmación de su calificación se convertía en un "suscriptor calificado".
5. Fase no vinculante: Los suscriptores calificados fueron invitados a presentar una solicitud de venta no vinculante mediante un formulario, antes de la fecha límite para la presentación no vinculante, fijada para el 16 de marzo 2010.
6. Tras la recepción y validación de las solicitudes de suscripción, Elengy clasificó los perfiles basándose en las siguientes prioridades:
   - Prioridad 1: Los perfiles son inicialmente clasificados según su duración, siendo los perfiles prioritarios los más largos.
   - Prioridad 2: Si por lo menos dos perfiles tenían la misma duración, estos se clasificaban según su nivel de descarga media. Los perfiles con

---

http://www.cavaougnl.com/sicsFront/FosCavaou/fr/OFFRES_COMMERCIALES/VENTE/vente.html> [visitado el 7/12/2010].

[45] ELENGY, *Note d'information*. <En World Wide Web: http://www.elengy.com/fileadmin/user_upload/pdf/Note%20d'Information%20Open%20Season%20Fos-Tonkin.pdf> [visitado el 7/12/2010].

descarga media superior o igual a 400 GWh se clasificaron con prioridad a aquellos con niveles por debajo de este nivel.

- Prioridad 3: Clasificación según la capacidad requerida y de acuerdo con el límite básico de asignación.

7. Cuando, tras la aplicación de los tres niveles de prioridad anterior, varios perfiles se clasificaron en empate, Elengy realizó un sorteo bajo la supervisión de un agente judicial.
8. Los suscriptores calificados fueron invitados a presentar una solicitud de suscripción vinculante antes de la fecha límite de entrega, fijada para el 16 de abril 2010, siendo la forma de licitación idéntica a la utilizada para la fase no vinculante. En los casos que no se podía asignar toda la capacidad solicitada a un perfil, Elengy informó al suscriptor la capacidad que se podía asignar y el suscriptor tenía la libertad de aceptar toda o parte de esta capacidad.
9. Las partes que recibieran capacidades en el marco del *open season* tenían que firmar un acuerdo con Elengy, establecido de conformidad con las condiciones generales y particulares de acceso a los terminales de GNL disponibles en su página web. El Acuerdo de Suscripción tiene una cláusula de *ship or pay*[46] y modalidades de programación anual, mensual y de reprogramación intra-mensual de la carga, de acuerdo con las condiciones generales[47].
10. Al finalizar el *open season*, las capacidades disponibles a partir del 1 de octubre 2014 serían asignadas por el modo *first come, first served*.

El *open season* de Fos-Tonkin se cerró sin asignación de capacidades. Aún cuando los resultados confirmaron el interés del mercado en capacidades de regasificación significativamente por encima del 3 Gm3/año sobre 20 años, este no fue suficiente para activar el proyecto de inversión para el proyecto de prolongación más allá de 2014. En el corto plazo, el atractivo del terminal Fos-Tonkin ha sido confirmado por los clientes que han reservado toda la capacidad del terminal hasta el final de 2011, con la excepción de algunos *slots* en 2010[48].

ii. Open Season Fos-Cavaou (STMFC)

STMFC puso a la venta capacidades de acceso de largo plazo en el Terminal Fos-Cavaou para los años 2011 y 2012. Dos lotes fueron puestos a la venta: el lote 2011, con capacidad firme de regasificación de 1 Gm3/año desde el 1 de enero 2011 al 31 de diciembre de 2011

---

[46] Disposición en los contratos de gas por el cual un comprador se compromete a pagar por la capacidad contratada independientemente de los volúmenes de gas emitidos en realidad.

[47] ELENGY, *Open Season Fos-Tonkin, Mémorandum d'Information (version soumise à la CRE pour délibération) – 14 janvier 2010.* <En World Wide Web: http://www.elengy.com/fileadmin/user_upload/pdf/Elengy_OS%20Fos-Tonkin_MI_CRE_20100112%20-%20V4.pdf> [visitado el 7/12/2010].

[48] ELENGY, *Open Season Fos-Tonkin, Résultats*. <En World Wide Web: http://www.elengy.com/fr/nos-projets/open-season-fos-tonkin.html> [visitado el 7/12/2010].

y el lote 2012, con capacidad firme de regasificación de 1 Gm3/año desde el 1 de enero de 2012 al 31 diciembre de 2012[49]. Esta operación de venta incluyó los siguientes pasos:

1. La entrega de información preliminar al mercado realizada el 3 de septiembre 2010, relativa a la venta de capacidad del terminal, a través de un anuncio publicado en el sitio web de STMFC.
2. La entrega de información detallada al mercado, mediante publicación en la página web de STMFC de un Memorándum, que marca el inicio de un período durante el cual las empresas interesadas deben calificarse para participar en la venta, es decir enviar los documentos de calificación y depositar una garantía de 1 millón de euros.
3. La apertura de un período de suscripción durante el cual las empresas beneficiarias debieron presentar sus solicitudes vinculantes en el formulario de participación (fecha límite 10 de noviembre 2010).
4. La clasificación de los participantes de conformidad a los siguientes pasos:
   - Paso 1: Los clasificados que no tienen un contrato de acceso válido al terminal de GNL en el momento de la venta se colocarán de manera prioritaria.
   - Paso 2: Entre los suscriptores así clasificados, los que tengan demanda para los dos lotes en venta se sitúan en prioridad más alta.
   - Paso 3: Entre los suscriptores así clasificados, los que piden un servicio "continuo" se colocan en una prioridad mayor que los que requieren un servicio "en bandeau" (*band emission service*)[50].
5. Si tras la aplicación de este proceso, muchos suscriptores empataran, el vendedor realizaría un sorteo bajo la supervisión de un agente judicial. La asignación se efectuaría de acuerdo a esta clasificación. Las empresas que obtuvieran capacidades estarían obligadas a firmar un contrato de acceso con STMFC establecido de acuerdo con las condiciones generales y especiales de acceso disponibles en su página web.
6. Si después del proceso de asignación, el Lote 2011 no obtuviera comprador, 10 *slots* de 1 TWh distribuidos uniformemente a lo largo del año se pondrían a disposición de inmediato y se comercializarían bajo el modo *first come, first served*. Si el Lote 2012 no obtuviera comprador, un lote de 12 TWh se ofrecería a la venta bajo el modo *first come, first served* hasta el 1 de julio de 2011, y después de esta fecha, por 10 *slots* de 1 TWh uniformemente distribuidos a lo largo del año.

[49] STMFC, *Mémorandum d'Information, Vente de capacités court-terme d'accès au terminal méthanier de Fos Cavaou, Période 2011-2012*, en http://www.cavaou-gnl.com/sicsFront/FosCavaou/telechargements/vente_capacites_acces_2011-2012_memorandum_VF.pdf [visitado el 7/12/2010].

[50] Este servicio está diseñado para los cargadores que descargan en el terminal una carga máxima por mes, como promedio anual. Como parte de este servicio, cada carga es emitida como una banda constante, de una duración de 30 días a partir del fin de la descarga. *Décision du 27 décembre 2005 approuvant le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers, Article Annexe A-II*, en http://www.legifrance.gouv.fr [visitado el 20/12/2010]. Ver Sección 10 sobre tarifas.

Al igual que en el caso anterior, las capacidades de acceso al terminal de Fos-Cavaou propuestas para el período 2011-2012 no se han vendido, por lo que han sido ofrecidas bajo el modo *first come, first served* según el proceso precitado[51].

c. Negativa de acceso

Los artículos 6 y 7 de la Ley N°2003-8 del 3 de enero de 2003 disponen que un operador de un terminal de GNL puede rechazar la demanda de acceso basándose en las siguientes causales:

1. Falta de capacidad o razones técnicas relacionadas con la integridad y la seguridad de las instalaciones de GNL.
2. Dictación de una orden de prioridad de acceso a las instalaciones por el Ministro de Energía para garantizar el cumplimiento de las obligaciones de servicio público.
3. Exención temporal concedida previamente por la CRE en la medida en que la empresa se ve amenazada con graves dificultades económicas y financieras debido a compromisos contractuales a largo plazo para la compra de gas natural y en la medida en que el empeoramiento de sus oportunidades no podía razonablemente ser previsto al momento de la celebración de estos compromisos.
4. Exención a las reglas de acceso para las nuevas instalaciones de GNL o las modificaciones de éstas por decisión del Ministro.

Además, según las condiciones de asignación de Elengy, el acceso puede ser rechazado en caso de:

1. Que la demanda de acceso se realizada después de fechas previstas modificando el programa de descarga de los otros usuarios: a) demanda de descarga hecha después del 20 de octubre del año *n* para los meses de enero y febrero del año n+1 si modifica el programa anual de descarga de los otros usuarios; b) demanda de descarga para los meses de marzo a diciembre del año n +1 recibidas a partir del 15 de noviembre del año n si modifica el programa anual de descarga de los otros usuarios; y c) demanda de descarga relativa al mes m+1 recibida después del día 20 del mes m si modifica el programa de descarga y emisión de los otros usuarios.
2. Que la demanda de acceso completa llegue después de otra(s) en el modo FCFS.
3. Que exista un problema de homologación de los buques[52].

---

[51] STMFC, *Vente de capacités d'accès au terminal de Fos Cavaou, Vente des capacités d'accès de court terme – période 2011-2012*. <En World Wide Web: http://www.cavaougnl.com/sicsFront/FosCavaou/fr/OFFRES_COMMERCIALES/VENTE/vente.html> [visitado el 7/12/2010].

[52] ELENGY, *Contrat d'accès au Terminal Méthanier, Annexe 5 : Règle d'Allocation, Version du 1er janvier 2010.* <En World Wide Web: http://www.elengy.com/fileadmin/user_upload/pdf/contrat-acces-Elengy-annexe5_20100101.pdf> [visitado el 7/12/2010].

Según las reglas de asignación de *open season* de STMFC, el acceso puede ser rechazado si el usuario no provee la garantía (que se reemplaza por otra al momento de la conclusión del contrato), o si no llena los documentos de participación a la venta en el plazo definido[53].

Hemos visto que el Comité de solución de controversias y sanciones (CORDIS) tiene la autoridad para resolver disputas sobre el acceso a los terminales de GNL. Por eso, las decisiones de denegar el acceso deben ser motivadas por los operadores de instalaciones de GNL, en razón de que la CORDIS ejerce su control en esta materia.

d. Exención de acceso

En Francia no hay terminales eximidos de acuerdo al artículo 22 de la Directiva 2003/55/CE. En todo caso, las causales respectivas han sido implementadas por la Ley del 3 de enero de 2003. Conforme a la misma, las nuevas grandes infraestructuras de gas (las interconexiones entre los estados miembros, las instalaciones de GNL o almacenamiento) pueden obtener una exención del sistema de acceso de terceros.

Esta exención se concede en relación con la construcción o modificación de dichas instalaciones a condición que la construcción o modificación contribuya al fortalecimiento de la competencia en el suministro de gas y a la mejora de la seguridad del suministro y que no se pueda hacer en condiciones aceptables económicamente sin esta exención.

Las exenciones son emitidas y publicadas por el Ministro de Energía, después de una consulta previa a la CRE. La opinión de la CRE se publica junto con la decisión del Ministro. Esta decisión define, además de la amplitud y la duración de la exención, las condiciones en las que el beneficiario tiene derecho a negarse a celebrar un contrato de acceso a la instalación. Estas condiciones están diseñadas para garantizar que la exención no afecte el funcionamiento del sistema de transmisión al que la instalación está conectada ni a la competencia en el mercado del gas natural.

Los titulares de los tres nuevos terminales de GNL proyectados en Francia han anunciado su intención de solicitar una exención al acceso de terceros y a la regulación tarifaria. Por ejemplo, el 26 de junio de 2009, Dunkerque GNL presentó al Ministro de Energía una solicitud para una exención completa a las reglas del acceso de terceros y a la regulación de las tarifas, por un período de 20 años. El proyecto prevé dos escenarios, uno de 10 Gm3/año y uno de 13 Gm3/año. En ambos casos, Dunkerque GNL está de acuerdo en que el grupo EDF no tendrá más de 8 Gm3 de la capacidad del terminal[54]. Hasta la fecha, CRE ha emitido una opinión favorable ante dicha solicitud.

---

[53] STMFC, *Mémorandum d'Information, Vente de capacités court-terme d'accès au terminal méthanier de Fos Cavaou, Période 2011-2012.* <En World Wide Web: http://www.cavaou-gnl.com/sicsFront/FosCavaou/telechargements/vente_capacites_acces_2011-2012_memorandum_VF.pdf> [visitado el 7/12/2010].

[54] CRE, *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 mars 2010 portant décision relative à la procédure d'appel au marché lancée par la société Dunkerque LNG pour son projet de terminal méthanier à Dunkerque*, p. 2. <En World Wide Web: http://www.cre.fr/fr/content/download/9502/163469/file/100310AppelMarcheTerminalDunkerque.pdf> [visitado el 20/12/2010].

10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL

a. Servicios ofrecidos

La reserva de capacidad incluye los siguientes servicios:

1. Recepción de los buques en el terminal.
2. Desembarque de cargas.
3. Almacenamiento del GNL descargado.
4. Regasificación de GNL descargado.
5. Emisión del GNL regasificado.

Los servicios básicos de regasificación que se ofrecen en los tres terminales de GNL son los siguientes:

1. *Servicio de emisión continua*. Este servicio está diseñado para la descarga de diez cargas o más en promedio anual. Con este servicio el operador proporciona una emisión continua durante la vigencia del contrato y lo más regular posible para el usuario, en función del programa general de descarga del terminal. Cuando varios usuarios se suscriben al servicio de emisión continua, el operador del terminal de GNL propone a la CRE la aprobación de normas de repartición de las capacidades de regasificación entre los respectivos usuarios.

2. *Servicio de emisión "en bandeau" de 30 días* (*30 day band emission service*)[55]: Este servicio está diseñado para los expedidores que descargan en el terminal una carga máxima por mes, como promedio anual. Como parte de este servicio, cada carga es emitida como una banda constante, de una duración de 30 días a partir del fin de la descarga.

3. *Servicio "Spot"*. Este servicio está destinado a descargas en un determinado mes *m,* suscritas después del día 20 del mes *m-1*. La suscripción se realiza sobre la base de las plazas vacantes en el calendario mensual en el momento de la suscripción. Cada carga es emitida como una banda constante durante un período de 30 días a partir de la fecha del fin de la descarga[56].

La nueva tarificación aplicable a partir de 2010 introduce flexibilidad para los cargadores que tienen el servicio de emisión *en bandeau*, contemplando la posibilidad bajo solicitud, de retrasar o adelantar por uno o dos días el comienzo de la emisión de una carga, siendo ésta mantenida constante a lo largo de 30 días.

[55] *Décision du 27 décembre 2005 approuvant le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers, Article Annexe A-II*. <En World Wide Web: http://www.legifrance.gouv.fr> [visitado el 20/12/2010].
[56] Ídem, Article Annexe A-III.

En este sistema, un cargador no puede solicitar productos desagregados, como, por ejemplo, el almacenamiento de GNL. Por lo tanto, en Francia, los tanques de GNL no se utilizan por los cargadores como una herramienta de flexibilidad. En promedio, el GNL se almacena de 3 a 5 días[57].

b. Marco legal previo a la dictación del tercer paquete legislativo

La Ley 2003-8, de 3 de enero de 2003, modificada por la Ley 2004-803, de 9 de agosto 2004, implementa las disposiciones de la Directiva Europea 2003/55/CE relativas a las tarifas de las instalaciones de GNL, en particular, el artículo 18 prevé la aprobación de las tarifas o de los métodos por el regulador. En aplicación de la Ley de 3 de enero de 2003 se han dictado las siguientes normas:

1. *El Decreto N º 2005-1616 del 20 de diciembre de 2005*, que establece las reglas de tarificación para el uso de instalaciones de GNL.
2. *La Orden Ministerial del 20 de octubre de 2009*, que fija las tarifas sin impuestos de utilización de los terminales de GNL a partir del 1 enero de 2010.

c. Procesos tarifarios

El artículo 7 de la Ley Nº 2003-8 de 3 de enero de 2003 estipula que las decisiones relativas a las tarifas de utilización de las instalaciones de GNL son adoptadas conjuntamente por los Ministros de Economía y Energía, previa propuesta de la CRE.

Para establecer sus proposiciones tarifarias, la CRE consulta sistemáticamente a los actores del mercado sobre las principales evoluciones previstas.

El Decreto Nº 2005-1616 del 20 de diciembre de 2005 relativo a las normas de tarificación del uso de GNL establece que las tarifas para el uso de las instalaciones de GNL se determinan en función de todos los gastos de explotación (*charges d'exploitation*) y gastos de inversión del operador. Dentro de los gastos de explotación se consideran:

1. Los gastos necesarios para la gestión, mantenimiento y seguridad de las instalaciones, incluidos los gastos de consumo de gas para los fines de funcionamiento de las instalaciones, así como los costos representativos de las pérdidas de energía en condiciones normales de operación y los costos de tratamiento para el control de la calidad del gas.
2. Los gastos de investigación y desarrollo necesario para garantizar la seguridad y el buen funcionamiento de las instalaciones de GNL.

[57] EUROPEAN REGULATORS' GROUP FOR ELECTRICITY AND GAS, *ERGEG study on congestion management procedures & antihoarding mechanisms in the European LNG terminals congestion CEER, November 15, 2010.* <En World Wide Web: http://www.energyregulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Gas/2010/E09-LNG-11-03_CMP%20in%20LNG_final%2016.11.2010.pdf> [visitado el 7/12/2010].

3. Los gastos de gestión de las cuentas de los usuarios de las instalaciones de GNL, incluidos los gastos de funcionamiento de los medidores y los gastos de facturación.
4. Los gastos generados por las obligaciones de servicio público relacionadas con el uso de las instalaciones de GNL.

En los costos de capital son tomados en cuenta la amortización de los activos fijos y el rendimiento del capital invertido.

Así, esta tarifa es periódicamente actualizada, considerando los gastos de explotación y los costos de capital. El mismo Decreto Nº 2005-1616 de 20 de diciembre de 2005 dispone que las tarifas por uso de instalaciones de GNL incluyen:

1. Una parte fija aplicable a cada llegada de un buque al terminal.
2. Una parte proporcional a las cantidades de GNL descargadas.
3. Una parte variable que representa las condiciones de uso del terminal de GNL, determinada por el ritmo y la previsibilidad de las llegadas de buques al terminal de GNL y por el volumen ocupado en las instalaciones de almacenamiento.

Un aumento de las tarifas es aplicable a todos los usuarios de instalaciones de GNL que no cumplan con el programa de plazos de entrega del gas que suministraron al operador de estas instalaciones.

Una fracción de la tarifa correspondiente al consumo de gas de las instalaciones de GNL puede ser pagada en especie. Esta fracción se calcula sobre la base de las cantidades descargadas[58].

Cada instalación de GNL incluye un punto de intercambio que permite a los usuarios ceder sus excesos de gas o adquirir cantidades adicionales. La tarifa de acceso al punto de intercambio puede incluir una parte fija anual o una parte proporcional a las cantidades intercambiadas.

Los operadores de instalaciones de GNL comunican a la CRE, al menos un mes antes de su puesta en aplicación, los cambios en sus condiciones comerciales generales de uso de estas instalaciones[59].

---

[58] *Art. 2 du décret n°2005-1616 du 20 décembre 2005 relatif aux règles de tarification pour l'utilisation des installations de GNL,* <En World Wide Web: http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=0D3BDFAC60DDA69D042F4058B8F8BC8F.tpdjo14v_2?cidTexte=LEGITEXT000006052921&dateTexte=20101126> [visitado el 7/12/2010].

[59] *Art. 2 du décret n°2005-1616 du 20 décembre 2005 relatif aux règles de tarification pour l'utilisation des installations de GNL,* <En World Wide Web: http://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=0D3BDFAC60DDA69D042F4058B8F8BC8F.tpdjo14v_2?cidTexte=LEGITEXT000006052921&dateTexte=20101126> [visitado el 7/12/2010].

El Decreto del 20 de octubre de 2009 aprobó nuevas tarifas para el uso de los tres terminales de GNL, propuestas al Gobierno por la CRE el 24 de julio 2009. Esta nueva tarificación se aplica durante un período de tres años desde el 1 de enero de 2010 para Fos Tonkin y Montoir y a partir del 1 de abril de 2010, para Fos Cavaou (fecha de su puesta en servicio).

Estas nuevas tarifas fueron diseñadas para fomentar el desarrollo de nuevas capacidades de regasificación y la llegada de nuevos clientes en los terminales de GNL franceses. Los principales cambios introducidos por estas nuevas tarifas son los siguientes:

1. El establecimiento de tarifas individualizadas para cada terminal de GNL, de manera que el costo de cada terminal sea soportado únicamente por sus propios clientes, sin repartir los costos totales de los tres terminales a todos los clientes. También permite dar a todos los actores del mercado una mayor visibilidad de la evolución tarifaria de cada infraestructura.
2. Un mecanismo para fomentar la inversión a través de un nuevo plan de remuneración de los activos y de dos mecanismos de incentivos que prevén un reparto de las ganancias entre el operador del terminal y los usuarios, para incentivar a los operadores de terminales a reducir los costos y comercializar todas las capacidades de regasificación. Se espera que se realicen nuevas inversiones en los próximos años para los terminales existentes (posibles extensiones de Montoir y Fos Cavaou, mantenimiento de Fos Tonkin más allá de 2014) y/o nuevas propuestas de terminales de GNL. Estas inversiones contribuirán a mejorar la seguridad del suministro de energía en un contexto de más competencia. Para fomentar el logro de tales inversiones, la CRE propone la visibilidad de las tarifas a largo plazo, las que se aplicarían a condición de que las nuevas capacidades creadas se asignen de manera transparente y no discriminatoria y bajo condiciones aprobadas por la CRE.
3. La introducción de un mecanismo de cuenta de regularización de gastos e ingresos (*compte de régularisation des charges et des produits* – CRCP), cuyo objeto es corregir las diferencias entre los importes reales registrados y los importes estimados en la tarificación. Estas diferencias se toman en cuenta también en la elaboración de las próximas tarifas. Las tarifas están calculadas a partir de una hipótesis de cargas y suscripciones, fijadas para el período de validez de las tarifas, que tienen algunas incertidumbres al momento de establecerse las tarifas. Los niveles reales de las cargas y suscripciones sólo se conocen durante el período tarifario. En consecuencia, la CRE ha introducido en las nuevas tarifas un mecanismo para corregir, para las partidas previamente identificadas, las diferencias entre los gastos y los ingresos efectivamente registrados, y los gastos y los ingresos estimados.
4. Una duración tarifaria aumentada a 3 años a partir del 1 de enero de 2010 para Montoir y Fos Tonkin, y del 1 de abril de 2010 para Fos Cavaou.
5. El fortalecimiento del mecanismo *use-it-or-lose-it* (UIOLI) con una actualización más frecuente de las plazas disponibles de descarga y un control *a posteriori* por la CRE.

6. Una mayor flexibilidad de los servicios de regasificación por la ampliación del acceso a los servicios de emisión continua y por la introducción de servicios complementarios de anticipación o de aplazamiento de las emisiones con respecto a la fecha prevista de emisión, una vez que la descarga está hecha.
7. Las tarifas toman en cuenta un aumento del nivel de *ship or pay* a 95% para permitir una mejor utilización de las capacidades de los terminales de GNL.

Cada terminal tiene su propia tarifa, calculada sobre la base de una estructura tarifaria común. La tarifa incluye cinco términos tarifarios:

1. Un cargo fijo por barco.
2. Un cargo proporcional a las cantidades descargadas.
3. Un cargo de regularidad aplicado a la diferencia, en términos absolutos, entre las cantidades de GNL descargadas en invierno y las cantidades de GNL descargadas en verano, expresado en MWh para el servicio continuo y para el servicio "band".
4. Un cargo de uso de las capacidades de regasificación, aplicado a la duración del intervalo promedio entre dos llegadas de buques.
5. Además, los operadores de terminales toman entre 0,3% y 0,5% de las cantidades descargadas para cubrir su consumo de gas.

Los precios unitarios promedio son de 0,90€/MWh para Montoir y 1,14€/MWh para Fos-Tonkin. El aumento en relación con la tarifa anterior, que entró en vigor el 1 de enero de 2006, se explica principalmente por los costos generados por la creación de la filial Elengy, por el aumento de las inversiones de renovación y, en el caso de Fos-Tonkin, por las menores ventas debido a la entrada en servicio de Fos-Cavaou. La tarifa unitaria media de Fos Cavaou es de 1,65€/MWh, conforme al nivel anunciado por la CRE en su consulta pública en julio de 2008[60].

11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC)

Las tasas de utilización registradas en los terminales de GNL franceses se encuentran entre las más altas de Europa. Esto se debe al importante rol que desempeña el GNL en la matriz energética de Francia.

En cuanto a MGC, Francia contempla tanto medidas para facilitar la reventa en el mercado secundario como medidas anti-acaparamiento propiamente tales, incluyendo UIOLI ex ante y ex post y multas.

Además, recientemente se han introducido mecanismos en las nuevas tarifas que refuerzan los medios de control del regulador. Anteriormente, la CRE no tenía facultades para

[60] CRE, *Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 juillet 2009 portant proposition tarifaire pour l'utilisation des terminaux méthaniers*. <En World Wide Web: http://www.cre.fr/fr/acces_aux_reseaux/infrastructures_gazieres/terminaux_methaniers#a2> [visitado el 7/12/2010].

recolectar información sobre la cancelación o la infra-utilización de la capacidad, y, el sistema de castigo aplicado por el operador contra la infra-utilización sistemática nunca se aplicó eficazmente (de hecho, no llegó a detectarse ningún abuso[61]).

a. Comercialización de la capacidad de los terminales de GNL en el mercado secundario

El artículo 6 del Decreto del 20 de octubre 2009 que aprueba las nuevas tarifas de uso de los terminales de GNL, establece que las capacidades de regasificación comercializadas por los operadores son transferibles voluntariamente entre los usuarios, ya sea en parte o en su totalidad.

En general, los derechos de capacidad de regasificación pueden ser revendidos por o con el consentimiento del operador de la instalación de GNL. Además, el operador debe facilitar la reventa de la capacidad mediante la publicación de una lista de ofertas de reventa.

El funcionamiento del comercio en el mercado secundario de capacidades de regasificación se define por los operadores, previa consulta con los usuarios, y es comunicado a la CRE para su aprobación. Además, las normas sobre el funcionamiento del mercado secundario son publicadas por los operadores en sus páginas web.

De esta manera, los operadores STMFC y Elengy han adoptado y publicado en sus respectivos sitios las condiciones para la reventa de la capacidad en el mercado secundario, conforme se indica a continuación. Sin perjuicio de lo anterior, las plataformas respectivas de los operadores no son usadas en la práctica.

i. STMFC/Fos Cavaou

El artículo 25 de las Condiciones Generales aplicables a los contratos con STMFC establece normas sobre la comercialización de los derechos de capacidad de regasificación y almacenaje.

En lo referente a los tipos de cesión, el cliente puede ceder la totalidad o parte de los derechos y obligaciones de los que es titular en virtud del contrato sin el consentimiento previo del operador, a una empresa que sea directamente de su propiedad o en un 99% y que presente el mismo nivel de seguridad al momento de firmar el contrato.

También puede ceder la totalidad o parte de sus derechos y obligaciones derivados del contrato a un tercero con la autorización previa por escrito del operador. Una decisión negativa debe estar justificada por razones graves (por ejemplo, requisitos de seguridad,

[61] EUROPEAN REGULATORS' GROUP FOR ELECTRICITY AND GAS, *ERGEG study on congestion management procedures & antihoarding mechanisms in the European LNG terminals congestion CEER,* November 15, 2010,. <En World Wide Web: http://www.energyregulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Gas/2010/E09-LNG-11-03_CMP%20in%20LNG_final%2016.11.2010.pdf> [visitado el 7/12/2010].

habilidades técnicas)[62]. La respuesta del operador se envía dentro de diez días contados desde la solicitud del cliente.

Además, de acuerdo con el artículo 26 de las referidas Condiciones Generales, el cliente puede subarrendar su capacidad. En este caso no está liberado de sus obligaciones en virtud del Contrato de Acceso.

Sobre la publicidad de la información sobre derechos de capacidad de regasificación y almacenaje, STMFC propone facilitar el intercambio de capacidades de acceso en el mercado secundario en su sitio web. Invita a los clientes o clientes potenciales interesados por estos intercambios a presentar su interés llenando un formulario. También publica una lista de los clientes interesados en estos intercambios[63].

STMFC también ofrece el denominado *"Bulletin Board",* que es un espacio diseñado para promover el comercio de capacidades entre clientes en el mercado secundario. Cualquier cliente que desee ofrecer capacidades de acceso a la compra o venta en el mercado secundario es invitado a dejar un mensaje, especificando todos los elementos necesarios (capacidades, fechas, etc.) así como la información de contacto. STMFC se compromete a publicar la información a este respecto en su página web.

La notificación por el cliente al operador de la declaración o solicitud de cesión debe mencionar la identidad del cesionario, las capacidades a ceder y la duración de la cesión. El operador procesa las solicitudes de cesión por orden de recepción. La cesión entra en vigor, siempre que haya sido aceptada, a la fecha de la firma del contrato entre el operador y el cesionario.

En todos los casos, la transferencia está condicionada al cumplimiento por el cesionario de todos los términos del contrato (incluidas las condiciones relativas a la garantía). A la fecha de entrada en vigor de la cesión, el cesionario sustituye integramente al cedente en todos sus derechos y obligaciones[64].

ii. Elengy/Montoir y Fos Tonkin

Del mismo modo, Elengy participa activamente en la reventa de capacidad de los terminales de Montoir y Fos Tonkin en el mercado secundario. Las condiciones y requisitos de la cesión están definidas en las Condiciones Generales del Contrato de Acceso.

---

[62] En el caso que la cesión del contrato de lugar a que las capacidades anuales sometidas al servicio "en bandeau" o al servicio "spot" estén por encima de 10% de las capacidades comercializadas publicadas en el sitio web del operador, éste podrá denegar la cesión.

[63] STMFC, *Marché secondaire*. <En World Wide Web: http://www.cavaou-gnl.com/sicsFront/FosCavaou/fr/OFFRES_COMMERCIALES/TELECHARGEMENTS/telechargements.html> [visitado el 7/12/2010].

[64] STMFC, *Contrat d'accès au Terminal Méthanier de Fos-Cavaou–Annexe –Conditions Générales*–Version 2010-02-26. <En World Wide Web: http://www.cavaougnl.com/sicsFront/FosCavaou/telechargements/contra_ATM_FosCavaou_Annexe2_Conditions_Generales_v2.pdf> [visitado el 7/12/2010].

En cuanto a los diversos tipos de cesiones, el artículo 26 de las Condiciones Generales establece que el cliente puede transferir la totalidad o parte de sus derechos y obligaciones derivados del contrato a un tercero con el consentimiento previo y por escrito del operador. Una decisión negativa debe estar justificada por razones graves (por ejemplo, requisitos de seguridad, solvencia, etc.). El cliente debe comunicar al operador una solicitud de cesión, mencionando la identidad del cesionario, la finalidad y la duración de la cesión. La transferencia está condicionada al cumplimiento por el cesionario de todos los términos del Contrato. Durante el periodo de la cesión, el cesionario se sustituye en totalidad de los derechos y obligaciones del cedente.

Las cesiones deben ser aprobadas por Elengy. Bajo petición del cliente, la reventa de las capacidades no utilizadas se ejecuta en el sitio web de la firma operadora. Concretamente, el artículo 6.1 de las Condiciones Generales del Contrato de Acceso permite que el cliente pueda pedir al operador que proceda a la reventa de las capacidades que prevé no utilizar.

Respecto a la publicidad de la información en materia de cesión de derechos de regasificación y almacenaje, con el objeto de facilitar el desarrollo del mercado secundario, Elengy publica la lista de las partes interesadas, junto a los nombres de los actuales clientes que han concluido un contrato de acceso al terminal de GNL (previa autorización de las firmas que son mencionadas), y los nombres de clientes potenciales que han expresado su interés en la actividad de regasificación (también en la medida que autoricen se mencione su nombre)[65].

b. Medidas anti-acaparamiento[66]

El Decreto del 20 de octubre 2009 que aprueba las tarifas para el uso de terminales, establece la obligación de pago de la capacidad suscrita, un sistema de sanciones en caso de cancelación tardía de una descarga y dos tipos de mecanismos UIOLI. En cuanto a lo primero, de acuerdo con el artículo 3 del Decreto de 20 de octubre de 2009, los clientes tienen una obligación de pago mínimo correspondiente al 95% de la factura anual, calculada sobre la base de la cantidad y del número de descargas suscritas (mecanismo *ship or pay*). En cuanto a los demás mecanismos, a continuación explicamos el procedimiento de nominación de *slots*, los sistemas UIOLI y las multas.

---

[65] Ya se han llevado a cabo ventas de derechos de capacidad de regasificación y almacenamiento de este terminal. Elengy procedió a la venta en el mercado secundario de una parte de las capacidades de regasificación de GDF Suez en el terminal de Montoir. Tras la decisión de la Comisión Europea del 3 de diciembre de 2009 (Decisión C (2009) 9375 final), que hizo jurídicamente vinculantes los compromisos hechos por parte de GDF Suez y sus filiales, Elengy comercializó el 7 de enero de 2010, las capacidades a largo plazo de GDF SUEZ.
Para permitir que todas las empresas interesadas puedan acceder en condiciones transparentes y no discriminatorias a estas capacidades, Elengy llevó a cabo una operación puntual de comercialización. Los principios de esta venta se presentaron al mercado por Elengy, supervisados por la propia CRE, el 15 de diciembre de 2009. Los clientes interesados pudieron presentar una solicitud de suscripción de capacidad firme anual desde el 1 de octubre 2010 al 31 diciembre 2035 en el terminal de GNL en Montoir.

[66] La fuente directa de parte importante de esta sección ha sido ERGEG, *ERGEG study on congestion management procedures & antihoarding mechanisms in the European LNG terminals congestion CEER,* November 15, 2010.

i. Procedimiento de nominación de slots

El procedimiento para el tratamiento de las cancelaciones de descargas previstas para el mes *m* se define por los operadores después de consultas con los usuarios, el cual es luego sometido a la CRE para aprobación y publicado por los operadores en su página web.

De acuerdo con el artículo 5 del citado decreto, los usuarios tienen que indicar a los operadores, a más tardar el día veinte del mes *m-1*, su solicitud de programa mensual de descarga para el mes *m* y su programa indicativo de descarga para los meses *m+1* a *m+2*. El operador debe publicar, el día veinticinco del mes *m-1,* las capacidades disponibles para el mes *m*, teniendo en cuenta las cantidades reservadas pero no solicitadas por los usuarios para el mes *m.* El día 15 del mes *m*, el operador actualiza el programa de descarga para las dos últimas semanas del mes *m*.

Para permitir un funcionamiento eficaz de los mecanismos UIOLI, los operadores de terminales tienen que publicar en su página web, como mínimo, los siguientes datos:

1. Las capacidades técnicas del terminal para los meses *m* a *m+5*.
2. Las capacidades suscritas del terminal para los meses *m* a *m+5*.
3. El número provisional de plazas disponibles para la descarga para los meses *m* a *m+2*.

Esta publicación mensual se complementará con una publicación agregada de todo el año:

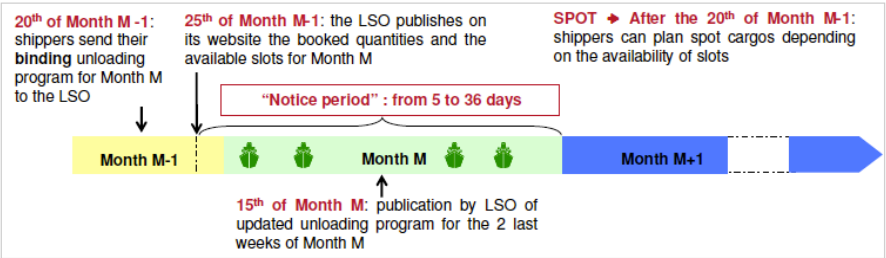
1. De las capacidades técnicas del terminal, como mínimo, para los años *n* a *n+19*.
2. De las capacidades disponibles, como mínimo, para los años *n* a *n+19*.

Los operadores de terminales comunican mensualmente a la CRE un cuaderno de consignación que tiene un balance de las cancelaciones de descargas, de los aplazamientos y de las expectativas de emisión. Esta legislación ha sido aplicada por los operadores STMFC[67] y Elengy[68] en sus condiciones generales aplicables al contrato de acceso.

[67] STMFC, *Le Contrat d'Accès au Terminal Méthanier de Fos Cavaou / General Terms & Conditions*, en http://www.cavaou-gnl.com/sicsFront/FosCavaou/telechargements/contrat_ATM_FosCavaou_Annexe2_Conditions_Generales_v2.pdf [visitado el 7/12/2010].

[68] ELENGY,*Contrat d'accès, conditions générales, en* http://www.elengy.com/fileadmin/user_upload/pdf/contrat-acces-Elengy-annexe1_20100101.pdf [visitado el 7/12/2010].

Figure 5 – Nomination process in French LNG terminals



Fuente: ERGEG[69]

ii. UIOLI ex ante

De acuerdo al sistema UIOLI *ex ante* de corto plazo, todos los *slots* contratados que no son reservados en el mes *m-1*, son devueltos automáticamente al mercado. El operador los anuncia en sus publicaciones y plataformas.

iii. UIOLI ex post

El sistema UIOLI *ex post* sanciona el acaparamiento. En caso de congestión, que corresponde a un mes *m* sin *slots* disponibles, toda cancelación que no haya sido notificada al operador es registrada por el operador dando cuenta al CRE. El regulador puede, tomando una decisión caso a caso, ordenar al cargador primario restituir parte de su capacidad contratada.

iv. Multas

Como el sistema francés es mutualizado, cualquier cancelación durante el mes *m* afecta los derechos de los demás cargadores. Por ello, el artículo 4 de dicho Decreto del 20 de octubre 2009 dispone que cualquier usuario que cancela una descarga programada para el mes *m* se ve sujeto a una de las siguientes disposiciones:

1. La obligación de compensar en gas o financieramente a el/los otro(s) cliente(s) cuya emisión se ha reducido en consecuencia.
2. Una multa fijada en el 50% del costo de regasificación de la descarga, si la cancelación no está directamente relacionada con un caso de fuerza mayor y si el aviso es de menos de tres días. La emisión prevista para el usuario que no ha aportado su carga se reducirá, si es necesario, por prioridad. Los recursos obtenidos por esta sanción serán redistribuidos a todos los usuarios del terminal, a través de la CRCP (cuenta de regularización de gastos e ingresos).

[69] *ERGEG study on congestion management procedures & antihoarding mechanisms in the European LNG terminals congestion CEER,* November 15, 2010, p. 16.

12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL

La legislación francesa implementa apropiadamente las disposiciones de la directiva 2003/55/CE relativas a la no discriminación. Así, el artículo 2 de la Ley Nº 2003-8 del 3 de enero de 2003 dispone que los operadores deben abstenerse de toda discriminación entre usuarios o categorías de usuarios.

El artículo 7 de la misma Ley establece que las tarifas y condiciones comerciales para el uso de instalaciones de GNL se deben basar en criterios públicos, objetivos y no discriminatorios, teniendo en cuenta las características del servicio prestado y del costo de este servicio.

De acuerdo con estas reglas, STMFC[70] y Elengy[71], operadores de los terminales en Francia, publicaron en sus sitios web las condiciones generales y especiales de los contratos de acceso a sus instalaciones de GNL, que incluyen garantías de aplicación del principio de no discriminación en los procesos que se lleven a cabo.

Elengy asimismo adoptó un Código de Buena Conducta que tiene por objeto informar a sus empleados de las normas que deben seguir frente a los clientes, incluyendo disposiciones sobre su tratamiento no discriminatorio. De acuerdo con el artículo I. 3. del Código de Buena Conducta, los empleados de Elengy se comprometen a tratar de manera transparente y no discriminatoria a todos los clientes de los terminales de GNL. Las normas contenidas en dicho Código son obligatorias.

El artículo II. 3. del Código de Buena Conducta establece la no discriminación como la regla básica que se aplica a todas las relaciones de Elengy con sus clientes. Esto supone:

1. Un mismo tratamiento para todas las solicitudes de servicios de los clientes a Elengy.
2. Una publicación de todas las informaciones no comercialmente sensibles en el sitio web de Elengy para que todos los clientes puedan tener conocimiento de ellas.
3. La ausencia de cualquier acción de los empleados de Elengy para influir en la toma de decisiones de los clientes respecto al uso de los servicios prestados por otras entidades del grupo.
4. La igualdad de trato en las operaciones de acceso a los terminales de GNL.
5. La igualdad de trato en las operaciones de facturación de los servicios.

---

[70] *Le Contrat d'Accès au Terminal Méthanier de Fos Cavaou / General Terms & Conditions*. <En World Wide Web: http://www.cavaougnl.com/sicsFront/FosCavaou/telechargements/contrat_ATM_FosCavaou_Annexe2_Conditions_Generales_v2.pdf> [visitado el 7/12/2010].

[71] *Contrat d'accès, conditions générales, Elengy*, <En World Wide Web: http://www.elengy.com/fileadmin/user_upload/pdf/contrat-acces-Elengy-annexe1_20100101.pdf> [visitado el 7/12/2010].

6. La igualdad de trato en la gestión de los contratos y la aplicación de las cláusulas contractuales[72].

Además de las sanciones criminales previstas en el artículo 9 de la Ley 2003-8 del 3 de enero de 2003, cualquier violación de las normas del Código de Conducta será considerada como una falta profesional y sancionada por las leyes vigentes en el seno de GDF Suez y Elengy, en particular en lo dispuesto en el artículo 6 del Estatuto Nacional del Personal de las Industrias de Gas.

Asimismo, en el seno de Elengy existe un "*Compliance Officer*" encargado de controlar el respeto de las disposiciones de ese Código. Este oficial informa las normas del Código a los empleados con el fin de que sean puestas en práctica, presenta a los recién llegados estas disposiciones y su aplicación, vela por su buena aplicación y evalúa si se deben realizarse cambios a las mismas.

En cuanto a las reformas derivadas del tercer paquete legislativo europeo, el artículo 15 del Reglamento Europeo N° 715/2009 sobre las condiciones de acceso a las redes de transporte de gas natural, establece requisitos de no discriminación en relación con las instalaciones de GNL, con los cuales la legislación francesa parece cumplir, aunque la implementación supone un futuro monitoreo de parte de los reguladores europeos.

13. Transparencia y confidencialidad de la información

La legislación francesa implementa apropiadamente las disposiciones sobre transparencia dispuestas por la Directiva Europea 2003/55/CE. La Ley Nº 2003-8 del 3 de enero de 2003 establece que los operadores de instalaciones de GNL están obligados a publicar, mantener a disposición de los usuarios y comunicar a la CRE las condiciones comerciales generales de uso de sus instalaciones[73].

En aplicación de esta disposición, cabe destacar que la CRE ha pedido a los operadores, en su Decisión del 28 de mayo de 2003, publicar en su página web la información relativa a las capacidades máximas firmes comercializables, las capacidades firmes suscritas, las capacidades firmes disponibles, la capacidades interrumpibles y los flujos diarios registrados, el programa provisional para el semestre siguiente, la reducción de capacidad debido a trabajos de mantenimiento y conservación, con una actualización por lo menos mensual. [74] A la fecha, ambos operadores de GNL han puesto en práctica este principio de transparencia.

---

[72] *Code de bonne conduite d'Elengy, 31 décembre 2008*. <En World Wide Web: http://www.elengy.com/fileadmin/user_upload/pdf/Code%20bonne%20conduite%20FR.pdf> [visitado el 7/12/2010].

[73] Artículo 7 de la Ley Nº 2003-8.

[74] CRE, *Terminaux méthaniers, Transparence.* <En World Wide Web: http://www.cre.fr/fr/acces_aux_reseaux/infrastructures_gazieres/terminaux_methaniers> [visitado el 7/12/2010].

El Código de Buena Conducta de Elengy establece que la siguiente información estará disponible y se actualizará periódicamente[75]:

1. Una recopilación de la legislación aplicable.
2. Modalidades de reserva y de asignación de capacidades.
3. Capacidades del terminal (capacidades totales, suscritas, disponibles) publicadas mes a mes para un periodo de 6 meses.
4. Principios de acceso a los terminales de GNL; finalidad y la duración del contrato, servicios propuestos.
5. Elementos relativos al acceso a los terminales.
6. Elementos tarifarios (estructura de las tarifas y los valores de los términos tarifarios).
7. Condiciones de acceso: la descarga, la programación de buques, homologación de los buques según el terminal, las características del gas descargado.
8. Elementos del mercado secundario (transferencia de derechos u obligaciones).
9. Formularios utilizados con el objeto de proporcionar acceso a los terminales de GNL.
10. Información sobre las operaciones de mantenimiento que puedan afectar a las características técnicas de las instalaciones[76].

Los mismos documentos son publicados en la página web del operador STMFC, que no ha adoptado un Código de Buena Conducta hasta ahora[77].

En cuanto al derecho de confidencialidad, la legislación francesa resguarda la confidencialidad de la información proporcionada por el cliente durante la preparación o ejecución de un contrato de acceso al terminal de GNL. Esto se consagrada en el artículo 9 de la Ley Nº 2003-8 del 3 de enero 2003 y en el Decreto N º 2004-183 del 18 de febrero de 2004, relativo a la confidencialidad de la información en poder de los operadores de gas, incluidas las instalaciones de GNL.

El Decreto Nº 2004-183[78] establece que la información cuya divulgación puede calificar como competencia desleal, y cuya confidencialidad debe ser garantizada por los operadores, es la siguientes:

1. Las disposiciones de los contratos diseñados para acceder a las obras o instalaciones, incluyendo los servicios auxiliares, el uso del almacenamiento, el tránsito o las compras realizadas para el equilibrio de las

[75] Artículo II. 2 del Código de Buena Conducta de Elengy.
[76] ELENGY, Code de bonne conduite d'Elengy, 31 décembre 2008. <En World Wide Web: http://www.elengy.com/fileadmin/user_upload/pdf/Code%20bonne%20conduite%20FR.pdf> [visitado el 7/12/2010].
[77] STMFC, Présentation de l'offre commerciale d'accès au terminal méthanier de Fos-Cavaou. <En World Wide Web: http://www.cavaou-gnl.com/sicsFront/FosCavaou/fr/OFFRES_COMMERCIALES/ACCUEIL/accueil.html> [visitado el 7/12/2010].
[78] Artículo 1 del Decreto Nº 2004-183.

redes y la información intercambiada para la preparación y aplicación de estos acuerdos, relativa a la identidad de las partes, al precio de los servicios, las características del suministro, la duración y las condiciones de desarrollo o de renovación de los contratos, las penalizaciones y sanciones contractuales.

2. La información relativa a las cantidades entregadas a cuenta, la medición de la presión aguas abajo de la estación de entrega, las mediciones de flujo, o cualquier otra medición física realizada por el operador de gas en las estructuras o instalaciones de la conexión de un usuario de estas obras o instalaciones.

Estas obligaciones de confidencialidad se aplican igualmente a la información transmitida por los operadores de instalaciones en el extranjero.

Elengy consagra también este principio de protección de la información en su Código de Buena Conducta y STMFC en el artículo 23 de sus condiciones generales aplicables a los contratos de acceso al terminal, precisando que la obligación de confidencialidad se mantiene durante cinco años desde la divulgación de la información y existe después de toda anulación o resciliación del contrato.

14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación de GNL

Los contratos tipo para el acceso a las instalaciones de GNL son desarrollados por los operadores de las instalaciones de GNL en acuerdo con la CRE. Ellos definen las condiciones legales, técnicas y financieras de acceso para los usuarios y son completados por procedimientos y requisitos técnicos, también disponibles en los sitios web de los operadores[79].

La CRE participa en la elaboración de estos modelos de contratos de dos maneras. Al proponer las tarifas, la CRE presenta a los Ministros para su aprobación las reglas técnicas y financieras que constituyen la columna vertebral de los contratos. También analiza en detalle las cláusulas contractuales para asegurarse que no constituyen discriminación en favor de un actor del mercado.

La CRE no tiene autoridad para aprobar los contratos tipo, pero es competente para resolver las controversias en caso de desacuerdo con la celebración, interpretación o cumplimiento de estos contratos. De conformidad con el artículo 2 de la Ley del 3 de enero de 2003, la CRE recibe los contratos que le son enviados para verificar que se ajustan a los contratos tipo y que las condiciones no introducen discriminación entre los actores. También controla, por muestreo, que las facturas emitidas están de acuerdo con los contratos.

Elengy ha publicado en su página web los documentos que forman parte del contrato en su versión desde el 1 de enero de 2010 como anexos. Son las condiciones generales,

[79] CRE, *Référentiels techniques et contractuels, Réseaux publics de gaz*. <En World Wide Web: http://www.cre.fr/fr/espace_operateurs/referentiels_techniques_et_contractuels> [visitado el 7/12/2010].

condiciones especiales, anexos operacionales y reglas de asignación[80]. Del mismo modo, el operador STMFC proporciona un modelo de contrato de acceso al terminal de GNL de Fos Cavaou. El contrato tipo establece que las condiciones generales, condiciones especiales, términos tarifarios, aranceles y documentos operacionales publicados en el sitio web son parte del contrato, como anexos[81].

Las condiciones generales de STMFC[82]y Elengy[83] contienen disposiciones sobre las definiciones de los términos utilizados en el contrato, las condiciones y duración del contrato, las obligaciones y limitaciones de recepción y emisión, la programación, reprogramación y su nominación, la transferencia de stock de GNL, las condiciones para la recepción y la descarga de GNL, las otras condiciones operacionales del acceso de los buques, la facturación y las modalidades de pago, la determinación de las cantidades descargadas y emitidas, la calidad del gas, los impuestos y autorizaciones administrativas, los casos de fuerza mayor y de suspensión de las obligaciones contractuales, las obligaciones de mantenimiento del terminal, las disposiciones de seguridad y las instrucciones de funcionamiento, las obligaciones de responsabilidad civil y los seguros, los casos de revisión del contrato, las condiciones de importación, los requisitos de información, de confidencialidad, las normas de resciliación, de cesión, de subarriendo, de gestión de la congestión, la ley aplicable al contrato y el procedimiento en caso de litigio.

[80] ELENGY, *Les contrats*. <En World Wide Web: http://www.elengy.com/fr/lespace-commercial/acces-aux-terminaux/les-contrats.html> [visitado el 7/12/2010].

[81] STMFC, *Contrat d'accès au terminal de Fos Cavaou*. <En World Wide Web: http://www.cavaou-gnl.com/sicsFront/F0osCavaou/telechargements/contrat_ATM_FosCavaou_Contrat.pdf> [visitado el 7/12/2010].

[82] STMFC, *Le Contrat d'Accès au Terminal Méthanier de Fos Cavaou /General Terms & Conditions*. <En World Wide Web: http://www.cavaou-gnl.com/sicsFront/FosCavaou/telechargements/contrat_ATM_FosCavao_Annexe2_Conditions_Generales_v2.pdf> [visitado el 7/12/2010].

[83] ELENGY, *Contrat d'accès au Terminal Méthanier Annexe 1 Conditions Générales Version du 1er janvier 2010*. <En World Wide Web: http://www.elengy.com/fileadmin/user_upload/pdf/contrat-acces-Elengy-annexe1_20100101.pdf> [visitado el 7/12/2010].

BIBLIOGRAFÍA

- COMMISSARIAT GENERAL DU DEVELOPPEMENT DURABLE, "L'approvisionnement en gaz naturel", en Le Point Sur nº 26, Octubre 2009, disponible en: http://www.statistiques.developpementdurable.gouv.fr/article.php3?id_article=1183&var_recherche=l%27approvisionnement+de+gaz+naturel.

- COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG), "Estudio nº 100211 relativo a la posible conexión entre el terminal GNL de Dunkerque y la red de transporte de gas natural belga", disponible en: http://www.creg.info/pdf/Etudes/F945FR.pdf.

- COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ENERGIE (CRE), "Opinión n° 2004-A-22 del 9 noviembre 2004 relativo al proyecto del decreto que fija las tarifas de la red de distribución de gas y opinión n° 03-A-16 del 5 septiembre 2003 relativo a la separación contable de las actividades de los operarios de gas natural", disponible en: http://www.cre.fr/fr/documents/avis_du_conseil_de_la_concurrence.

- COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ENERGIE (CRE), "Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 juillet 2009 portant proposition tarifaire pour l'utilisation des terminaux méthaniers", CRE, disponible en: http://www.cre.fr/fr/acces_aux_reseaux/infrastructures_gazieres/terminaux_methaniers#a2.

- COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ENERGIE (CRE), "Rapport annuel 2008, L'activité du CORDIS", disponible en: http://www.cre.fr/fr/documents/publications/rapports_annuels.

- COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ENERGIE (CRE), "Rapport annuel 2009", disponible en: http://www.cre.fr/fr/content/download/10040/169360/file/RapportActiviteCRE2009.pdf.

- COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ENERGIE (CRE), "Rapport transmis à la DG TREN 2009", disponible en: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/National%20Reporting%202009/NR_nl/E09_NR_France-LL.pdf .

- COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ENERGIE (CRE), "Rapport d'actitivé 2009", disponible en: http://www.cre.fr/fr/documents/publications/rapports_annuels.

- COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ENERGIE (CRE), "Référentiels

techniques et contractuels, Réseaux publics de gaz", disponible en: http://www.cre.fr/fr/espace_operateurs/referentiels_techniques_et_contractuels.

- COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ENERGIE (CRE), "Terminaux méthaniers, Transparence", disponible en: http://www.cre.fr/fr/acces_aux_reseaux/infrastructures_gazieres/terminaux_methaniers.

- EUROPEAN REGULATORS' GROUP FOR ELECTRICITY AND GAS (ERGEG), "Study on congestion management procedures & antihoarding mechanisms in the European LNG terminals congestion CEER", November 15, 2010, disponible en: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Gas/2010/E09-LNG-11-03_CMP%20in%20LNG_final%2016.11.2010.pdf.

- EUROPEAN REGULATORS' GROUP FOR ELECTRICITY AND GAS (ERGEG), "European Energy Regulators' 2011 Work Programme", 6 December 2010, European Energy Regulators, CEER and ERGEG, p. 13, disponible en: http://www.energyregulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/CROSS_SECTORAL/WP%202011/CD/C10-WPDC-20-07_public%20WP2011_06-Dec-2010-TC.pdf.

- EUROPA, "Press Release, Abus de position dominante: la Commission accepte les engagements offerts par GDF Suez pour stimuler la concurrence sur le marché français du gaz", Commission européenne, disponible en: http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/09/1872&format=HTML&aged=0&language=FR&guiLanguage=en.

- ELENGY, "Open season Fos-Tonkin, Note d'information 15 septembre 2009", disponible en: http://www.elengy.com/fileadmin/user_upload/pdf/Note%20d'Information%20Open%20Season%20Fos-Tonkin.pdf.

- ELENGY, "Notre démarche clients, Elengy", disponible en: http://www.elengy.com/fr/nos-projets/notre-demarche-clients.html.

- ELENGY, "Code de bonne conduite d'Elengy", 31 décembre 2008, disponible en: http://www.elengy.com/fileadmin/user_upload/pdf/Code%20bonne%20conduite%20FR.pdf.

- ELENGY, "Note d'information", disponible en: http://www.elengy.com/fileadmin/user_upload/pdf/Note%20d'Information%20Open%20Season%20Fos-Tonkin.pdf.

- ELENGY, "Open Season Fos-Tonkin, Mémorandum d'Information" (version

soumise à la CRE pour délibération) – 14 janvier 2010, disponible en: http://www.elengy.com/fileadmin/user_upload/pdf/Elengy_OS%20FosTonkin_MI_CRE_20100112%20-%20V4.pdf.

- ELENGY, "Open Season Fos-Tonkin, Résultats", disponible en: http://www.elengy.com/fr/nos-projets/open-season-fos-tonkin.htm.

- ELENGY, "Contrat d'accès, conditions générales", disponible en: http://www.elengy.com/fileadmin/user_upload/pdf/contrat-acces-Elengy-annexe1_20100101.pdf.

- ELENGY, "Contrat d'accès au Terminal Méthanier Annexe 1 Conditions Générales Version du 1er janvier 2010", disponible en: http://www.elengy.com/fileadmin/user_upload/pdf/contrat-acces-Elengy-annexe1_20100101.pdf.

- ELENGY, "Contrat d'accès au Terminal Méthanier, Annexe 5 : Règle d'Allocation, Version du 1er janvier 2010", disponible en: http://www.elengy.com/fileadmin/user_upload/pdf/contrat-acces-Elengy-annexe5_20100101.pdf.

- ELENGY, "Les contrats", disponible en: http://www.elengy.com/fr/lespace-commercial/acces-aux-terminaux/les-contrats.html.

- ELENGY, "Types de contrats, Capacités", disponible en: http://www.elengy.com/fr/lespace-commercial/capacites.html.

- ELENGY, "Vente de capacités d'accès au terminal de Montoir, Projet de Procédure de Commercialisation des capacités disponibles sur le terminal méthanier de Montoir en application de la décision du 3 décembre 2009 (réf C(2009) 9375 final) de la Commission Européenne, du 7 janvier 2010", disponible en: http://www.cre.fr/fr/content/download/9327/161248/file/Acces_FranceProcedure_de_commercialisation.pdf.

- EUR-Lex, "El acceso al Derecho de la Unión Europea", disponible en: http://eur-lex.europa.eu/es/index.htm.

- FORTUNE, "Global 500, 2009". Top Industries: Energy, disponible en: http://money.cnn.com/magazines/fortune/global500/2009/industries/165/index.html .

- GDF SUEZ, "Terminaux GNL", disponible en: http://www.gdfsuez.com/fr/activites/nos-metiers/gestion-d-infrastructures/terminaux-gnl/terminaux-gnl/.

- GDF SUEZ, "Document de référence 2009", disponible en:

http://www.gdfsuez.com/fr/finance/cours-de-l-action/structure-de-l-actionnariat/structure-de-l-actionnariat/.

- GDF SUEZ, "Gaz naturel et GNL, Nos énergies", disponible en: http://www.gdfsuez.com/fr/activites/nos-energies/gaz-naturel-et-gnl/gaz-naturel-et-gnl/.

- GDF SUEZ, "Global Gaz & GNL", disponible en: http://www.gdfsuez.com/fr/groupe/organisation-operationnelle/global-gaz-et-gnl/global-gaz-et-gnl.

- MINISTERE DE L'ECOLOGIE, DU DEVELOPPEMENT DURABLE, DES TRANSPORTS ET DU LOGEMENT, "Le gaz naturel en France", 2010, disponible en: http://www.developpement-durable.gouv.fr/Presentation-generale,10627.html.

- MINISTERE DE L'ECOLOGIE, DU DEVELOPPEMENT DURABLE, DES TRANSPORTS ET DU LOGEMENT, "La structure et le fonctionnement du marché du gaz naturel en France", disponible en: http://www.developpement-durable.gouv.fr/La-structure-et-le fonctionnement,10665.html.

- MINISTERE DE L'ECOLOGIE, DU DEVELOPPEMENT DURABLE, DES TRANSPORTS ET DU LOGEMENT, "Les infrastructures gazières, Amélioration de la fluidité du marché du gaz, Direction Générale de L'énergie et du Climat" (2009), disponible en: http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/11-3.pdf.

- MINISTERE DE L'ÉCONOMIE, DES FINANCES ET DE L'INDUSTRIE, disponible en: http://www.minefe.gouv.fr/.

- OURNAL OFFICIEL, "Recherches dans le Journal Officiel de la République Française", disponible en: http://droit.org/jo/.

- SELECTRA.INFO, "Comparateur des fournisseurs de gaz, Terminaux GNL", disponible en: http://www.selectra.info/Terminaux-gaz-naturel-liquefie-GNL.html.

- SÉNAT, "Compte rendu des travaux parlementaires, Séance du 16 octobre 2002 au Sénat", disponible en: http://www.senat.fr/seances/s200210/s20021016/sc20021016028.html.

- SOCIÉTÉ DU TERMINAL METHANIER DE FOS-CAVAOU (STMFC), "Vente de capacités d'accès au terminal de Fos Cavaou, Vente des capacités d'accès de court terme – période 2011-2012", disponible en: http://www.cavaou-gnl.com/sicsFront/FosCavaou/fr/OFFRES_COMMERCIALES/VENTE/vente.html.

- SOCIÉTÉ DU TERMINAL METHANIER DE FOS-CAVAOU (STMFC), "Mémorandum d'Information, Vente de capacités court-terme d'accès au terminal

méthanier de Fos Cavaou, Période 2011-2012", disponible en: http://www.cavaou-gnl.com/sicsFront/FosCavaou/telechargements/vente_capacites_acces_2011-2012_memorandum_VF.pdf.

- SOCIÉTÉ DU TERMINAL METHANIER DE FOS-CAVAOU (STMFC), "Contrat d'accès au terminal de Fos Cavaou", disponible en: http://www.cavaou-gnl.com/sicsFront/FosCavaou/telechargements/contrat_ATM_FosCavaou_Contrat.pdf.

- SOCIÉTÉ DU TERMINAL METHANIER DE FOS-CAVAOU (STMFC), Le "Contrat d'Accès au Terminal Méthanier de Fos Cavaou / General Terms & Conditions", disponible en: http://www.cavaou-gnl.com/sicsFront/FosCavaou/telechargements/contrat_ATM_FosCavaou_Annexe2_Conditions_Generales_v2.pdf.

- SOCIÉTÉ DU TERMINAL METHANIER DE FOS-CAVAOU (STMFC), "Contrat d'accès au Terminal Méthanier de Fos-Cavaou– Annexe 2 – Conditions Générales – Version 2010-02-26", disponible en: http://www.cavaou-gnl.com/sicsFront/FosCavaou/telechargements/contrat_ATM_FosCavaou_Annexe2_Conditions_Generales_v2.pdf.

- SOCIÉTÉ DU TERMINAL METHANIER DE FOS-CAVAOU (STMFC), "Marché secondaire", disponible en: http://www.cavaou-gnl.com/sicsFront/FosCavaou/fr/OFFRES_COMMERCIALES/TELECHARGEMENTS/telechargements.html.

- SOCIÉTÉ DU TERMINAL METHANIER DE FOS-CAVAOU (STMFC),"Présentation de l'offre commerciale d'accès au terminal méthanier, Société du Terminal Méthanier de Fos-Cavaou", disponible en: http://www.cavaou-gnl.com/ sicsFront/FosCavaou/fr/OFFRES_COMMERCIALES/ACCUEIL/accueil.html.

- TUSIANI/SHEARER, "LNG A Nontechnical Guide", 2007.

V. BÉLGICA

1. Introducción general

Bélgica tiene una importante posición en el mapa de las infraestructuras de gas natural en Europa, siendo un centro de los flujos transfronterizos en el mercado del noroeste europeo. Desde 1987, Bélgica cuenta con un terminal de GNL, ubicado en Zeebrugge, en la costa belga, con una capacidad que se duplicó en el 2008 y que corresponde a 9 mil millones de metros cúbicos al año. En el 2009, el GNL representó el 9% del consumo total de gas natural en Bélgica. El terminal de Zeebrugge es propiedad de y es operado por Fluxys LNG, filial en un 100% de Fluxys, cuyos accionistas son Publigas en un 89,97 %, el Público en un 10,03% y el Estado belga con 1 acción *("golden share*").

La regulación de la industria de terminales de regasificación de GNL en Bélgica, se caracteriza por una colaboración muy estrecha entre el regulador sectorial federal, la Comisión de Regulación de la Electricidad y del Gas (CREG) y el Ministerio de Energía.

En la práctica, la CREG elabora y propone la mayoría de las normas aplicables al GNL. Sin embargo, sus textos propuestos tienen que ser mayoritariamente, aprobados por el Ministro. Recientemente la CREG recibió nuevas potestades de fiscalización y de solución de controversias (se creó una Cámara de Litigios y se establecieron inspectores de policía al servicio de dicho organismo) para ajustar su sistema a las directivas europeas. Estas facultades aún no están operativas.

Bélgica ha sido objeto de algunos procedimientos por parte de las autoridades europeas por no haber aplicado completamente las directivas de la UE en el mercado del gas natural.

La principal ley que regula el GNL es la Ley del 12 de abril de 1965 sobre el transporte de productos gaseosos y otros por canalizaciones (Ley del gas) que establece las competencias de la CREG, la potestad reglamentaria del Ministerio, las actividades de Fluxys LNG y las condiciones de acceso a las instalaciones de GNL. Otro texto legislativo crucial para la actividad de GNL es el Decreto Real del 4 de abril 2003 relativo al Código de Buena Conducta para el acceso a las redes de transporte de gas natural. Esta normativa estipula las condiciones de acceso a la infraestructura de GNL y el marco dentro del cual Fluxys LNG contrata con los usuarios de dichas infraestructuras.

La autorización de instalación y explotación de terminales se obtiene bajo leyes ambientales y de seguridad.

Bajo la legislación belga y en cumplimiento con las directivas europeas, los terminales de GNL son instalaciones cuyo acceso está abierto a terceros bajo condiciones de acceso reguladas, salvo obtención de una exención de acceso para las nuevas instalaciones (conforme al artículo 22 de la Directiva 2003/55/CE). Las capacidades de GNL se asignan de acuerdo a normas no discriminatorias, transparentes y coherentes con las condiciones generales aprobadas por la CREG y sobre la base de las tarifas propuestas por el operador Fluxys LNG y aprobadas por la CREG. En general, las tarifas deben permitir al operador cubrir todos sus costos reales y razonables y ganar un margen de beneficio razonable en

rendimiento del capital invertido. Además, la legislación belga prevé medidas para facilitar la reventa de capacidades en el mercado secundario y un mecanismo de gestión de la congestión.

2. Descripción de la industria de terminales de regasificación en Bélgica

a. Introducción

El gas natural tiene un importante rol en la matriz energética belga, cubriendo más del 25% del consumo de energía primaria[1]. Asimismo, Bélgica es un país de tránsito del gas natural hacia otros países de Europa. En efecto, en el período 2000-2008, en promedio sólo un 42,1% de los flujos de gas natural que ingresaron a Bélgica se destinaron al uso doméstico; el 57,9% del gas natural fue redirigido hacia otros países[2].

El terminal de Zeebrugge —único terminal de regasificación de GNL de Bélgica— es asimismo la puerta de entrada para el suministro de GNL a Europa del norte y del oeste. El GNL descargado en el terminal puede ser utilizado para el abastecimiento del mercado belga, comercializado por el centro de intercambio (*hub*) de Zeebrugge o transportado hacia otros mercados como el Reino Unido, los Países Bajos, Alemania, Luxemburgo, Francia y el sur de Europa a través de una red gasoductos que une a los Países Bajos, Rusia y Noruega. Por su parte, gasoductos submarinos transportan el gas desde y hacia el Reino Unido y Noruega[3].

En cuanto al consumo doméstico, en el año 2009, el consumo total de gas natural en Bélgica ascendió a 194,2 TWh, siendo los principales consumidores los clientes residenciales con un 50,6% del total, seguido por la generación eléctrica con un 34,6% y luego por la industria con un 20,1%[4].

Bélgica no tiene gas natural en su territorio, por lo que es totalmente dependiente de las importaciones para satisfacer su demanda interna. La mayoría del gas natural consumido en Bélgica es ingresado a través de gasoductos. En efecto, en el 2009 el abastecimiento de GNL del terminal de Zeebrugge correspondió sólo al 9% del consumo belga de gas natural. En el 2008, el mismo terminal aseguraba el 11% del total del abastecimiento belga.

En el 2009, más del 90% del GNL importado a Bélgica provino de Qatar[5]. El resto del GNL provino de Noruega, Egipto, Nigeria y Trinidad & Tobago[6].

---

[1] HAVERBEKE, David y VANDORPE, Wouter, "Belgium". En: *Gas Regulations in 34 jurisdictions worldwide,* 2010, p. 19. <En World Wide Web: http://www.lydian.be/upload/main/publicaties/2010.04.%20GTDT%20GAS.pdf> [visitado el: 30/11/2010].

[2] Idem

[3] FLUXYS, *Gaz naturel: de la source au consommateur*. En http://www.fluxys.com/fr-BE/About%20natural%20gas/Transport/Transport.aspx> [visitado el 24/11/2010].

[4] COMMISSION DE REGULATION DE L'ÉLECTRICITE ET DU GAZ – CREG*, Reporte Annual 2009*. En: http://www.creg.info/pdf/Ra/2009/rep2009fr.pdf> [visitado el 24/11/2010].

[5] BRITISH PETROLEUM, BP Statistical Review of World Energy 2010, p. 31. En: http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downloads/natural_gas_section_2010.pdf> [visitado el 01/12/2010].

b. Terminales de GNL

En la actualidad Bélgica cuenta con un terminal de regasificación. No existen terminales en construcción o proyectados, sin perjuicio de lo cual, se ha considerado la ampliación de la capacidad del actual terminal.

i. Terminal de Zeebrugge

El terminal de Zeebrugge se encuentra ubicado en Zeebrugge, localidad de la costa belga perteneciente a la ciudad de Brujas. Este terminal comenzó sus operaciones en 1987 y cuenta con una capacidad de regasificación de 9 mil millones de metros cúbicos al año, pudiendo recibir 110 naves cargueras de GNL al año[7] [8]. Desde el inicio de actividades de sus instalaciones en 1987, el terminal ha recibido alrededor de 1200 barcos de GNL[9].

Gracias a la construcción de un cuarto centro de almacenaje el año 2008, la capacidad de almacenamiento del terminal asciende actualmente a 380.000 metros cúbicos, lo que es equivalente a tres cargas estándar.

El suministro de GNL para el terminal se encuentra asegurado por medio de contratos de abastecimiento de largo plazo que fueron pactados con tres empresas distintas:

- 510 km³(n)/h (2,7 mil millones de m³(n) por 33 descargas por año) pactados con Distrigas (20 años desde abril del 2007).
- 340 km³(n)/h (1.8 mil millones de m³(n) por 22 descargas par año) pactados con Suez LNG Trading (15 años desde el 2008).
- 850 km³(n)/h (4.5 mil millones de m³(n) por 55 descargas por año) pactados con Exxon-Mobil/ Qatar Petroleum (20 años desde abril del 2007).

El terminal opera bajo el modelo de peaje (*tolling),* es cuanto éste es responsable conforme al contrato celebrado con el usuario, de asegurar principalmente un servicio de regasificación, sin comprar el GNL. [10]

---

[6] FLUXYS, *Terminalling GNL.* <En World Wide Web: http://www.fluxys.com/fr-BE/Services/LNGTerminalling/LNGTerminalling.aspx> [visitado el 24/11/2010].

[7] COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ (CREG), *"Etude nº 100211 relative à la possible connexion entre le terminal GNL de Dunkerque et le réseau de transport de gaz naturel belge*". <En World Wide Web: http://www.creg.info/pdf/Etudes/F945FR.pdf >[visitado el 02/12/2010].

[8] Con anterioridad al año 2008, Zeebrugge podía recibir sólo 66 naves al año y tenía una capacidad de regasificación de 4,5 mil millones de metros cúbicos anuales de gas natural. Gracias a la construcción de un cuarto centro de almacenaje y a la construcción de capacidad de regasificación suplementaria realizada entre fines del 2004 hasta la primavera del 2008, la capacidad anual del terminal se duplicó.

[9] FLUXYS, *Le Terminal GNL à Zeebrugge*. <En World Wide Web: http://www.fluxys.com/fr-BE/home.aspx> [visitado el 24/11/2010].

[10] TUSIANI/SHEARER, LNG A Nontechnical Guide, Estados Unidos, 2007, p. 312.

ii. Futuras ampliaciones

Como consecuencia de la creciente importancia del GNL en el abastecimiento de Europa, la empresa operadora del terminal de Zeebrugge —Fluxys LNG— lanzó a finales del 2007 una consulta al mercado internacional para evaluar el interés que podría generar capacidades suplementarias en el terminal[11]. El estudio de mercado dejó en evidencia el interés existente por dicho tipo de servicios. El mismo consignó la necesidad de construir un segundo muelle, con el objeto de permitir el amarre de barcos cargueros de regasificación de GNL así como de barcos más pequeños. En este contexto, la empresa marítima Exmar, empresa proveedora del servicio de transporte internacional de gas y petróleo[12], ha decidido reservar capacidad a largo plazo de Fluxys LNG. Un memorándum de entendimiento fue celebrado para estos efectos entre ambas empresas[13].

c. Propiedad de los terminales de regasificación y relaciones de propiedad dentro de la cadena del gas natural

El terminal de Zeebrugge es propiedad de y es operado por Fluxys LNG. Fluxys LNG es propiedad en un 100% de Fluxys.

Fluxys por su parte tiene intereses aguas abajo en la cadena de gas natural. Fluxys y Fluxys LNG acaban de ser designados como operadores definitivos de la red de transmisión de gas natural y de GNL respectivamente[14]. El regulador sectorial federal belga, la Comisión de Regulación de Electricidad y de Gas (CREG) estimó que las condiciones mínimas en materia de independencia y de operación que las empresas candidatas debían cumplir según el derecho europeo se encontraban satisfechas.

Fluxys es asimismo el operador independiente de las instalaciones de almacenamiento de gas natural en Bélgica.

La estructura de capital de Fluxys, al año 2010, es la siguiente[15]:

1. Publigas: 89,97 %
2. Público en general: 10,03%
3. Estado belga 1 acción – *golden share*

---

[11] PACHECO, Hernán, *Análisis sobre el mercado energético mundial del 18 al 25 de abril de 2008*. <En World Wide Web: http://www.offnews.info/downloads/EnerdossierInforme250408.pdf> [visitado el 02/12/2010].

[12] EXMAR, página web. <En World Wide Web: http://www.exmar.be/Menu.html> [visitado el 24/11/2010].

[13] REUTERS, *Fluxys SA's Fluxys LNG And Exmar Examine Project To Build Second Jetty in Zeebrugge*, Belgium (29 Abril 2009). <En World Wide Web: http://www.reuters.com/finance/stocks/keyDevelopments?symbol=DIST.BR> [visitado el 24/11/2010].

[14] BLIXT – *Climate and Energy Law, Fluxys finally appointed as system operator* (2 marzo 2010). <En World Wide Web: http://belgianenergylaw.blogspot.com/2010/03/fluxys-finally-appointed-as-system.html> [visitado el 24/11/2010].

[15] CREG, *Rapport Annuel 2009,* cit. nota n. 4, p. 114. <En World Wide Web: http://www.creg.be/fr/ra1_fr.html> [visitado el 24/11/2010].

Esta composición accionaria fue el resultado del desprendimiento de GDF Suez de sus intereses en Fluxys. Anteriormente GDF Suez tenía el 60% del terminal de GNL de Zeebrugge. En marzo de 2010 —cumpliendo un remedio impuesto por la Comisión Europea en el año 2006 como condición a la fusión GDF-Suez[16]—, Suez terminó por ceder el conjunto de su participación en Fluxys.

3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL[17]

La regulación del GNL se contempla en la normativa general del gas en Bélgica, la que toma en cuenta las directivas europeas en el sector y las implementa (aunque no siempre de manera completa), en particular la Directiva 2009/73/CE del 13 de Julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural[18].

La principal ley que regula el GNL es la Ley del 12 de abril de 1965 sobre el transporte de productos gaseosos y otros por canalizaciones (Ley del gas). Dicha Ley regula las competencias de la CREG, la potestad reglamentaria del Ministerio del Clima y Energía, las actividades de Fluxys LNG, las condiciones de transporte y el acceso a las instalaciones de GNL[19].

Otro texto legislativo crucial para la actividad de GNL es el Decreto Real del 4 de abril 2003 relativo al Código de Buena Conducta para el acceso a las redes de transporte de gas natural[20]. Esta normativa estipula las condiciones de acceso a la infraestructura de gas natural y el marco dentro el cual Fluxys y Fluxys LNG contratan con los usuarios de dichas infraestructuras de transporte, almacenaje y de GNL.

Prontamente debería aprobarse un proyecto de Decreto Real relativo a un nuevo Código de buena conducta. Este proyecto elaborado por la CREG se presentó al Ministerio de Energía en septiembre de 2008[21]. En 2009, el Ministro sometió dicho texto a la consulta de las distintas regiones de Bélgica y se realizaron adaptaciones mínimas al texto. El objetivo de este proyecto es aplicar el Código de Buena Conducta al transporte transfronterizo y adaptarlo a los principios vigentes en transporte interno, almacenaje y a los terminales de GNL según la evolución de dichos servicios. El proyecto del decreto real cuenta con un capítulo especial para el GNL que establece, entre otras materias, los derechos y

---

[16] EUROPA (Comunicados de Prensa) *Concentrations : la Commission autorise la fusion de Gaz de France et de Suez, sous réserve de certaines conditions,* réf. IP/06/1558. <En World Wide Web: http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/06/1558&format=HTML&aged=0&language=FR&guiLanguage=fr> [visitado el 24/11/2010].

[17] Todas las leyes y regulaciones mencionadas en esta sección pueden encontrarse en la página web del *Moniteur belge*. <En World Wide Web: http://www.just.fgov.be/index_fr.htm> [visitado el 24/11/2010].

[18] Publicada en Diario Oficial de la Unión Europea del 14 de agosto de 2009 (L 211). <En World Wide Web: http://eur-lex.europa.eu/JOHtml.do?uri=OJ%3AL%3A2009%3A211%3ASOM%3AES%3AHTML> [visitado el 30/11/2010].

[19] *Loi du 12 avril 1965 relative au transport de produits gazeux et autres par canalisations.*

[20] *Arrêté royal du 04 avril 2003 relatif au code de bonne conduite en matière d'accès aux réseaux de transport pour le gaz naturel.*

[21] CREG, *Proposition d'arrêté royal relatif au nouveau code de bonne conduite élaboré par la CREG et soumis au Ministre de l'Energie*. <En World Wide Web: http://www.creg.be/fr/news1_fr.html> [visitado el 02/12/2010].

obligaciones del operador de las instalaciones del GNL, los elementos que el contrato estándar de GNL debe contener, el reglamento de acceso a las instalaciones de GNL, el programa de GNL, el modelo de GNL aplicado por el operador de la instalación de GNL y los diferentes servicios de GNL ofrecidos; criterios para la ejecución de los trabajos de mantención; las obligaciones del operador de la instalación de GNL de mantener informado a los usuarios de la red, y las obligaciones del operador respecto a la congestión en la instalación de GNL.

a. Regulación principal

Los textos legales más importantes aplicables al GNL son los siguientes[22]:

1. *Ley de 12 de abril de 1965 sobre el transporte de productos gaseosos y otros por canalizaciones*. Regula las competencias de la CREG, la potestad reglamentaria del Ministerio del Clima y Energía, las actividades de Fluxys LNG, y el acceso a las instalaciones de gas natural licuado.

2. *Ley de 29 de abril de 1999 sobre la organización del mercado del gas y la situación fiscal de los productores de electricidad*. Modifica algunas disposiciones de la Ley del 12 de abril de 1965 para acomodarla a las directivas de la Unión Europea (UE). Regula las competencias de la CREG y crea la Cámara de Litigios.

3. *Decreto Real del 4 de abril 2003 relativo al Código de Buena Conducta para el acceso a las redes de transporte de gas natural*. El Código de Buena Conducta se refiere al acceso a la red de transporte del gas natural, a las instalaciones de almacenaje del gas natural y a las instalaciones de GNL. Esta normativa estipula las condiciones de acceso a la infraestructura de gas natural y el marco dentro el cual Fluxys y Fluxys LNG contratan con los usuarios de las infraestructuras de transporte, almacenaje y de GNL.

b. Regulación de detalle

La normativa legal antes mencionada ha sido ampliamente desarrollada por decretos, órdenes ministeriales y decisiones, de las cuales mencionaremos las más relevantes. Asimismo mencionaremos leyes que regulan aspectos secundarios del mercado del gas.

1. *Ley de 6 de mayo de 2009 sobre diversas disposiciones*. Reinstaura la Cámara de Litigios, creada por el artículo 29 de la ley del 29 de abril 1999 y derogada por la ley del 27 julio de 2005. Hasta ahora no se encuentra

[22] El mercado del gas, incluyendo el GNL está regulado en orden jerárquico por leyes (acto legislativo de carácter general adoptado por una asamblea legislativa federal o regional), decretos reales (acto jurídico adoptado, según el caso, por el Gobierno federal o un gobierno de una región y en materia de GNL, por el Ministro de Energía), decretos ministeriales (acto que ejecuta una ley respecto de un punto limitado, por ejemplo, un tema relativo a procedimientos, nombramiento de los miembros de la CREG, o las inmunidades de traslado de sus miembros) y decisiones de la CREG (son tomadas en aplicación de las leyes y decretos).

operativa dado que el Ministro de Energía no ha nombrado a los miembros de la Cámara.

2. *Decreto Real de 12 de junio de 2001 relativo a las condiciones generales de abastecimiento de gas natural y a las condiciones para la obtención de autorizaciones de abastecimiento de gas natural*.

3. *Decreto Real de 16 de noviembre de 2001 que fija las reglas de procedimiento aplicables ante la Cámara de litigios*. Fija de manera somera el procedimiento de la Cámara de litigios.

4. *Decreto real de 20 de diciembre de 2007 relativo a los procedimientos de elaboración y de publicación del estudio prospectivo sobre la seguridad del abastecimiento de gas natural*.

5. *Decreto real de 6 de agosto de 2007 relativo a las estructuras tarifarias generales y a los principios básicos y procedimientos en materia de tarifas y de compatibilidad de los operadores en los términos de la ley del 12 de abril de 1965 y que se encuentren activos en el territorio belga, para la extensión de sus instalaciones o sus nuevas instalaciones de transporte de gas natural, para el almacenamiento de gas natural y la extensión de sus instalaciones o sus nuevas instalaciones de transporte de GNL, así como para la extensión de sus instalaciones o sus nuevas instalaciones de transporte de gas natural para la capacidad orientada al tránsito y necesaria para el desarrollo a largo plazo de las instalaciones*. Fija los métodos de determinación de las tarifas de GNL.

6. *Decreto Real de 18 de enero de 2008 relativo al Servicio de Mediación para la Energía*. Regula las competencias del Servicio Federal de Mediación.

7. *Decreto Real de 13 de diciembre de 2009 relativo a los inspectores de la CREG*. Establece un cuerpo de agentes de policía judicial para investigar y establecer las violaciones de ciertas disposiciones de las leyes de electricidad y gas y sus reglamentos de ejecución.

8. *Decisión del 30 de septiembre de 2004 de la CREG sobre la aprobación de la proposición tarifaria plurianual de Fluxys LNG*[23]. Fija las tarifas para Fluxys LNG.

4. Entes reguladores

Como Bélgica es un Estado federal, existe división de competencias entre autoridades federales y regionales en materia de energía. Las siguientes autoridades federales tienen competencia en materias relacionadas al GNL.

[23] CREG, Rapport Annuel 2009, cit. nota n. 4.

El Ministro de Energía es competente en materia de regulación de las grandes infraestructuras de almacenaje, del transporte y de la producción de energía, incluyendo la red de transporte de gas natural perteneciente a Fluxys, sus instalaciones de almacenaje y el terminal de Fluxys LNG.

El regulador federal, la CREG, es también competente en los temas relativos a la reglamentación de la actividad de GNL.

Las regiones se encuentran facultadas para realizar la distribución pública del gas y para la utilización racional de la energía. Existen tres reguladores regionales que tienen la misión de otorgar los permisos para la entrega y la distribución a los proveedores en el mercado energético liberalizado, nombrar a los administradores de redes de distribución, controlar el cumplimiento del reglamento técnico (para la distribución de gas), emitir los certificados en relación con el medio ambiente, y realizar el control de las obligaciones de servicio público (sobre todo en lo social y lo ambiental). Estos reguladores son: (a) la Comisión Valona de Energía (CWAPE); (b) el Regulador Flamenco de Electricidad y Gas (VREG); y (c) el Instituto de Bruselas para la Gestión Ambiental (IBGE-BIM).

El regulador federal y los tres reguladores regionales monitorean el desarrollo de la competencia por medio de un documento común que presenta estadísticas relativas al mercado de la energía en Bélgica y en las respectivas regiones.

a. El Ministro del Clima y Energía

El Rey de Bélgica tiene la autoridad legal para dictar Decretos Reales relativos al gas natural licuado. Si bien los decretos reales son firmados y promulgados por el Rey, estos son propuestos por el Ministerio del Clima y Energía (en adelante indistintamente "el Ministerio de Energía")[24].

En lo relativo a la **potestad normativa,** el Ministerio de Energía tiene la potestad reglamentaria en materia de energía, pudiendo proponer decretos reales o emitir decretos ministeriales, así como otorgar autorizaciones. Ahora bien, en la práctica todos los textos son preparados por la CREG, de su propia iniciativa o a solicitud del Ministro, previa consulta a los actores principales del mercado (Fluxys LNG por ejemplo).

El Ministro puede solicitar cambios en la reglamentación y la CREG ejecuta los cambios y puede, de oficio, adjuntar otras modificaciones. Con todo, los textos son aprobados por el Ministro. Existe así una colaboración importante entre la CREG y el Ministro en materia de reglamentación. En particular, el Ministro regula las siguientes materias: (a) los derechos y las obligaciones del operador de las instalaciones de GNL; (b) los elementos que un contrato estándar de GNL debe contener; (c) el reglamento de acceso al GNL; (d) el modelo de GNL ejecutado por el operador de la instalación de GNL y los diferentes servicios de GNL ofrecidos; (e) los criterios de ejecución de trabajos de mantención; (f) la

[24] Las competencias del Ministerio de Energía están reguladas por la Ley de 12 de abril de 1965 sobre el transporte de productos gaseosos y otros a través de canalizaciones y la Ley de 29 de abril de 1999, sobre la organización del mercado del gas y la situación fiscal de los productores de electricidad.

obligación del operador de la instalación de GNL de dar información a los usuarios de la red; (g) las obligaciones respecto a materias de congestión del operador de la instalación de GNL; (h) la estructura tarifaria para los servicios de instalación del GNL, de transmisión y de distribución de gas natural; (i) la política tarifaria, aplicable a los operadores de la red de transporte el gas natural, de las instalaciones de almacenaje y del terminal GNL y a los operadores de la red de distribución del gas natural; y (j) los márgenes de depreciación y beneficios asociados a las inversiones en energía.

Cabe señalar que la Corte Europea de Justicia (CEJ), en su decisión del 29 de octubre de 2009[25], criticó a Bélgica por haber otorgado al Gobierno y a la CREG el poder de adoptar normas relativas a los márgenes de depreciación y beneficios asociados a las inversiones en energía. Bélgica tiene que adaptar su sistema legal en el sentido de esta decisión.

Asimismo, por medio del fallo del 3 de diciembre 2009[26], la CEJ constató que Bélgica no había cumplido con las obligaciones que le correspondían en virtud de la directiva 2003/55/CE, al no haber nombrado de manera definitiva a los operadores de las instalaciones de transmisión y almacenamiento de GNL.

En cumplimiento de lo anterior, el 26 de febrero de 2010, Fluxys fue nombrado operador definitivo de la red del gas en Bélgica por un periodo de 20 años. Así, el operador gestionará la red de transmisión del gas natural, las instalaciones de almacenamiento del gas natural y las instalaciones de GNL.

b. La Comisión de Regulación de la Electricidad y del Gas (CREG)

La CREG es la autoridad federal que regula el mercado del gas natural en Bélgica. Es un organismo autónomo, establecido legislativamente el 10 de Enero de 2000[27]. La CREG tiene dos órganos: el Comité de Dirección y el Consejo General.

La CREG tiene a su cargo la misión de asesorar a las autoridades públicas con respecto a la organización y al funcionamiento de los mercados de la electricidad y del gas natural y tiene también la misión de supervisar la aplicación de las leyes y reglamentos correspondientes.

La CREG controla también que cada compañía que suministra gas natural a clientes situados en Bélgica, se abstenga, por separado o en combinación con una o más empresas de gas natural, de cualquier comportamiento contrario a la competencia o de prácticas desleales que tengan un efecto posible sobre el mercado del gas natural en Bélgica.

Una ampliación importante de las competencias de la CREG se realizó por la ley del 8 de junio de 2008[28], cuando le fue encargada la labor suplementaria de monitoreo. Esto implica

[25] Decisión del 29 de octubre de 2009 de la Corte Europea de Justicia en la causa C-474/08. En Diario Oficial de la Unión Europea N° C 312 de 19/12/2009 p. 0009 – 0009.
[26] Decisión del 3 de diciembre de 2009 de la Corte Europea de Justicia en la causa C-475/08. En Diario Oficial de la Unión Europea N° C 032 de 07/02/2009 p. 0013 – 0014.
[27] Fue creada por la ley del 29 de abril de 1999 relativa a la organización del mercado de electricidad y por la ley del 29 de abril de 1999 relativa a la organización del mercado del gas.

que la CREG tiene el deber de vigilar la transparencia y la competencia de los mercados de la electricidad y del gas natural, velar por la situación técnica y tarifaria de esos sectores y porque la evolución de éstos esté orientada al interés general.

También debe monitorear el mercado, velar por los intereses de los consumidores y el correcto cumplimiento de las obligaciones de servicio público, asegurándose que las empresas se abstengan de todo comportamiento atentatorio a la libre competencia o de prácticas de competencia desleales. Para ello debe emitir opiniones y proposiciones en materia de precios con el objeto de propender al buen funcionamiento y transparencia del mercado y, así, apreciar el carácter objetivamente justificado de la relación entre los precios ofrecidos por una empresa de gas y los costos de la empresa.

Por otra parte, en esa misma reforma se le concedieron a la CREG ciertas facultades y derechos que le permiten ejecutar de manera conveniente estos nuevos deberes. De esta forma, la CREG puede solicitar información o reportes periódicos a las empresas de electricidad o de gas natural y tener acceso*, in situ,* a todos los documentos e información necesaria.

En el año 2009 la CREG recibió también nuevas atribuciones para la solución de controversias (hasta entonces no tenía la facultad de conocer de recursos contra las decisiones de acceso a las redes de electricidad). Estas nuevas atribuciones le fueron otorgadas como consecuencia de un procedimiento infraccional iniciado por la Comisión Europea, al fin del cual la Corte Europea de Justicia adoptó la Decisión de 29 de octubre de 2009 (Caso Nº C-474/08), que condenó a Bélgica por incumplimiento de la obligación de aplicación de las directivas europeas sobre la electricidad, haciendo presente la poca claridad de su regulación en esta materia.

La decisión de la Corte Europea de Justicia concierne el mercado de la electricidad, pero vale también para el mercado del gas, ya que la CREG tampoco tenía atribuciones para la solución de controversias para el gas natural.

En lo relativo a la **potestad normativa** a la CREG le corresponde, entre otras: aprobar las condiciones principales de acceso a las redes de transporte de gas y controlar la aplicación de estas condiciones por las compañías que gestionan la transmisión y aprobar las propuestas tarifarias para la utilización del terminal GNL, las tarifas de recepción, almacenamiento y emisiones de GNL Fluxys[29].

Cabe señalar además que la CREG puede obtener de las empresas de gas natural cualquier información, en cualquier forma, dentro de los treinta días siguientes a su solicitud. Puede requerir informes sobre las actividades de las empresas y además visitar a las empresas para

[28] Las disposiciones de esta ley están incluidas en la Ley del 12 de abril de 1965 sobre el transporte de productos gaseosos y otros por canalizaciones.

[29] CREG, Decisión del 30 de septiembre de 2004 sobre la aprobación de la proposición tarifaria plurianual de Fluxys LNG. <En World Wide Web: http://www.creg.info/pdf/Decisions/B354FR-www.pdf> [visitado el 01/12/2010].

tener acceso a toda la información y los documentos necesarios para llevar a cabo las tareas antes mencionadas.

En relación a la **potestad fiscalizadora,** en un futuro próximo la CREG podrá visitar las empresas disponiendo de un cuerpo de agentes de policía judicial para investigar y establecer las violaciones de ciertas disposiciones de las leyes sobre gas y electricidad y los decretos que las desarrollan. En efecto, la ley del 22 de diciembre de 2008 estableció las bases legales para la creación de un cuerpo de oficiales de policía judicial en el seno de la CREG.

En materia de **potestad sancionatoria**, la CREG debe denunciar al Consejo de la Competencia las infracciones que cometan las empresas de gas natural (prácticas desleales de comercio, conducta contraria a la competencia, precios no justificados en el coste de los negocios), debiendo también presentar un informe al Ministro y proporcionarle la información confidencial necesaria.

La CREG puede solicitar a toda persona natural establecida en Bélgica adecuarse a las disposiciones determinadas en la ley o en los decretos dictados para su ejecución en el plazo que determine. Si la persona en cuestión no cumple con la solicitud dentro del plazo, la CREG puede aplicar sanciones administrativas a la persona debidamente emplazada.

La CREG puede adoptar sanciones en forma de multas administrativas.

En materia de **potestad tarifaria**, la CREG aprueba las propuestas tarifarias plurianuales de los actores del GNL. Un régimen de tarifas reguladas se aplica a los servicios de transporte y de almacenaje del gas natural y de los terminales de GNL.

Como se señaló anteriormente, Fluxys y la CREG acordaron nuevas tarifas a aplicarse a partir del primero de enero de 2010 hasta el término del periodo regulatorio a finales de 2011. Estas nuevas tarifas se encuentran dentro de las más competitivas de Europa.

5. Autorización de instalación de terminales

El Ministerio tiene atribuciones para otorgar y denegar la autorización para la construcción y explotación de toda "instalación de transporte" de gas en un sentido amplio, lo que incluye en Bélgica a las instalaciones de GNL[30]. Las condiciones que se consideran para estos efectos son técnicas y financieras[31].

[30] Articulo 3 y 1 N°8 de la Ley de 12 de abril de 1965 sobre el transporte de productos gaseosos y otros por canalizaciones.

[31] GOUVERNEMENT FEDERAL BELGE, DEPARTEMENT ECONOMIE, *Autorisation de transport de produits gazeux et autres par canalisations.* <En World Wide Web: http://economie.fgov.be/fr/consommateurs/Energie/Gaz_naturel/Transport_produits_gazeux/Autorisations/index.jsp> [visitado el 21/12/2010].

Para la construcción de un terminal de GNL se requiere asimismo de una autorización otorgada conforme a las leyes de protección del medio ambiente. La autoridad competente para dar esta autorización es el gobierno de la región de que se trata[32].

6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado

Tratándose de países europeos, los problemas de coordinación deben ser analizados tanto a nivel europeo como a nivel nacional. En cuanto a lo primero, cada año la CREG redacta un informe anual que envía a la Comisión Europea a fin de que esta última verifique los progresos obtenidos en el establecimiento de un mercado interno de electricidad y de gas natural y el nivel de implementación de las directivas europeas en Bélgica.

Por su parte, a nivel nacional, el regulador de la competencia es el *Conseil de la concurrence* (Consejo de la Competencia). Se trata de una autoridad administrativa encargada, entre otras cosas, de fallar los recursos contra las decisiones de las autoridades sectoriales de regulación. Este puede investigar y resolver controversias de oficio o a petición de parte. Tiene facultades además para determinar las prioridades de la política de ejecución de las leyes relativas a la competencia y fijar el orden de tratamiento de los expedientes.

Desde un punto de vista sustantivo, la relación entre regulación sectorial y derecho de la competencia es siempre compleja, pues en principio el derecho de la competencia —incluyendo restricciones relativas a instalaciones esenciales, negativas de venta y otras cláusulas o condiciones que puedan afectar la competencia— mantiene su vigencia. Ahora bien, existiendo normativa especial que considera detalladamente aspectos de competencia, es poco factible que las autoridades de la competencia utilicen dicha normativa general para desestructurar una regulación sectorial que contempla programas de política pública cuidadosamente diseñados.

En cuanto a la coordinación entre órganos del Estado, la ley del 8 de junio de 2008 sobre disposiciones diversas, incorporó una forma oficial de colaboración entre la CREG y el *Conseil de la concurrence*. Así, la CREG debe denunciar ante el Consejo, a través de un informe, las presuntas infracciones de las empresas del gas natural. Dicho informe debe ser enviado asimismo al Ministro. La CREG debe además proporcionar la información confidencial que sea necesaria y útil.

7. Solución de controversias

a. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores

i. Contra las decisiones de la CREG

La ley establece tres vías procesales para impugnar las decisiones de la CREG, dos en sede administrativa y una en sede judicial.

[32] HAVERBEKE, y VANDORPE, cit. nota n. 1, p. 19.

1. En primer lugar, es posible interponer un recurso de casación ante la Corte de Apelaciones de Bruselas[33]. La Corte de Apelaciones de Bruselas es una autoridad judicial de segundo grado que tiene competencia jurisdiccional plena (revisa el derecho y los hechos).

   La Corte de Apelaciones de Bruselas puede conocer de los recursos que presente cualquier persona que tenga interés en las decisiones de la CREG, especialmente en lo que se refiere a las siguientes materias: (i) aprobación de condiciones de acceso a la red de transporte, lo que incluye en Bélgica, a las instalaciones de GNL; (ii) control y evaluación de las obligaciones de servicio público; (iii) control de la contabilidad en el gas natural; (iv) aprobación de tarifas; y (v) imposición de multas administrativas.

   El recurso ante la Corte de Apelaciones no tiene efecto suspensivo, excepto cuando se presenta contra una decisión de la CREG que impone una multa administrativa. Sin embargo, la Corte de Apelaciones de Bruselas, antes de conocer del recurso, podrá ordenar la suspensión de la ejecución de la decisión cuando el demandante se base en argumentos graves que son susceptibles de justificar la anulación o la alteración de la decisión y cuando la ejecución inmediata de la decisión pueda causar lesiones graves que no puedan ser reparadas fácilmente.

   Después de la presentación de la solicitud y dentro de 30 días desde la notificación (o de la publicación para los interesados) de la decisión impugnada, la Secretaría de la Corte de Apelaciones solicitará a la CREG la remisión del expediente administrativo del acto impugnado. En cualquier momento, la Corte de Apelaciones de Bruselas puede de oficio citar a todos los interesados que pueden verse afectados por la decisión recurrida para que intervengan en el procedimiento. La Corte se pronunciará dentro de sesenta días desde la presentación de la solicitud[34]. La Corte de Apelaciones de Bruselas puede declarar inadmisible el recurso, anular la decisión recurrida o reenviar la causa a la CREG.

   Se puede recurrir contra las decisiones de la Corte de Apelaciones ante la Corte de Casación, corte de última instancia, a través de un recurso de casación; dicha Corte no conoce de los hechos sino que sólo del derecho.
2. En segundo lugar, es posible interponer un recurso administrativo ante el Consejo de la Competencia[35]. El recurso puede ser presentado por cualquier persona que tenga interés en contra de una decisión de la CREG relativa al acceso a las instalaciones de GNL (aprobación o rechazo por el operador del terminal), a excepción de los derechos y obligaciones contractuales[36].

   El recurso ante el Consejo de la Competencia está sometido a las reglas generales de investigación y de procedimiento relativas a las prácticas restrictivas de la competencia.

[33] Art. 15/20 de la Ley del 12 de abril 1965.

[34] La Cuarta Parte, Libro II, Título III, Capítulo VIII del Código judicial es aplicable al procedimiento ante la Corte de Apelaciones de Bruselas. MONITEUR BELGE. <En World Wide Web: http://www.just.fgov.be/index_fr.htm> [visitado el 24 /11/2010].

[35] Art. 15/20 bis Ley del Gas.

[36] Art. 15/20 bis y 15/5 Ley del Gas.

El recurso se presenta ante el Consejo de la Competencia en un plazo de treinta días desde la notificación de la decisión recurrida o desde su publicación respecto de los terceros interesados que no fueron formalmente notificados. A falta de publicación, el plazo de treinta días se iniciará desde que la parte recurrente tomó conocimiento de la decisión recurrida. El Consejo de la Competencia puede anular o modificar la decisión impugnada.

Las decisiones del Consejo de la Competencia en esta materia pueden ser impugnadas ante la Corte de Casación a través de un recurso de casación; dicha Corte no conoce de los hechos sino que sólo del derecho[37].

3. Finalmente, también es posible interponer un recurso administrativo general ante el Consejo de Estado (*Conseil d'Etat*).

   El Consejo de Estado es el órgano responsable de determinar la conformidad de las decisiones adoptadas por el Ejecutivo con las normas jerárquicamente superiores. Las decisiones de la CREG, que no están sujetas a los recursos mencionados anteriormente y que no afectan derechos subjetivos, pueden ser objeto de una solicitud de anulación o de suspensión ante el Consejo de Estado[38].

   Las decisiones del Consejo de Estado pueden ser impugnadas ante la Corte de Casación a través de un recurso de casación; dicha Corte no conoce de los hechos sino que sólo del derecho.

ii. Contra las decisiones del Ministro de Energía

Las decisiones del Ministro de Energía relativas a las actividades de gas natural y de GNL pueden ser impugnadas ante el Consejo del Estado bajo solicitud de anulación o de suspensión señalada precedentemente[39].

b. Controversias entre particulares

i. Mecanismo futuro de solución de controversias: El Servicio de Conciliación y Arbitraje y la Cámara de Litigios

El Servicio de Conciliación y Arbitraje y la Cámara de litigios fueron creados por los artículos 28 y 29 de la ley del 29 de abril de 1999, pero fueron luego suprimidos por la ley del 27 de julio del 2005. Dichos entes cuasi-judiciales fueron recientemente restablecidos por la ley del 6 de mayo del 2009 con el fin de ajustarse a las directivas europeas.

Estos dos órganos no se encuentran aún operacionales, en cuanto para dichos efectos requieren del nombramiento de sus miembros por medio de un decreto real.

[37] Art. 79 y 81 del Decreto real del 15 de septiembre de 2006 de coordinación de la Ley del 10 de junio de 2006 sobre la protección de la competencia económica y de la Ley del 10 de junio de 2006 que crea el Consejo de la Competencia.

[38] Art. 11 de la Ley concordada del 12 de enero de 1973 sobre el Consejo de Estado, SERVICE PUBLIC FÉDÉRAL JUSTICE. <En World Wide Web: http://www.just.fgov.be/index_fr.htm> [visitado el 24 /11/2010].

[39] Ídem.

Sin perjuicio de lo anterior, conforme a su regulación, el Servicio de Conciliación y Arbitraje puede ser llamado a conocer sobre controversias relativas al acceso al transporte de gas natural, al almacenamiento de gas natural, a las instalaciones de GNL, a las instalaciones de aguas arriba o a la aplicación de Código de Buena Conducta y de las tarifas[40]. Si no hay conciliación entre las partes y si ellas aceptan someterse al arbitraje, el Servicio de Conciliación y Arbitraje es competente para tomar una decisión, que tiene un carácter obligatorio para las partes. Este Servicio tiene la misma competencia que la Cámara de Litigios que describiremos a continuación. Las partes pueden elegir que este Servicio conozca de su controversia en vez de dicha Cámara.

Por su parte, la Cámara de Litigios conoce de los conflictos entre los usuarios de la red y el administrador de la red de transmisión de gas natural, el operador de la instalación de almacenamiento de gas natural o el operador de instalaciones de GNL, que están relacionados con el acceso a la red de transporte de gas natural, a las instalaciones de almacenamiento de gas natural, a las instalaciones de GNL, o a las instalaciones aguas arriba. Son excluidas las controversias sobre los derechos y obligaciones derivados de contratos. Los tribunales ordinarios son competentes en este caso y para todos los demás litigios.

El procedimiento ante la Cámara de Litigios es un procedimiento *sui generi*s. La Cámara dicta una decisión administrativa después de una audiencia con las partes interesadas.

La Cámara está facultada para hacer todas las investigaciones necesarias, pudiendo nombrar a expertos y escuchar a testigos. Puede ordenar medidas provisionales en caso de emergencia.

La ley es poco detallada, no señala los recursos posibles y se limita a mencionar que existe un intercambio de escritos, una audiencia, la posibilidad de solicitar el nombramiento de un experto y de medidas cautelares.

ii. Mecanismo actual de solución de controversias

Actualmente se puede comparecer ante el Servicio de Mediación de la Energía[41] por todo tipo de cuestiones y reclamaciones relativas al funcionamiento del mercado del gas, así como por todas las controversias entre usuarios finales y empresas de gas natural en las materias de la autoridad federal. El Servicio de Mediación de la Energía, que es un organismo de mediación judicial, tiene autoridad para intervenir con las partes para ayudarles a llegar a un acuerdo satisfactorio al conflicto entre ellas lo que no impide que las partes puedan elegir a someter la controversia a un tribunal civil.

En casos de litigios privados generales, los tribunales ordinarios civiles son los competentes:

[40] Art. 15/17 de la Ley del 12 de abril 1965.
[41] Creado por el art. 27 de la Ley del 29 de abril de 1999 relativa a la organización del mercado de la electricidad.

1. Tribunal de primera instancia (de la región en cuestión) para los litigios de cuantía superior a 1.860 euros.
2. Corte de Apelaciones, conociendo Recursos de Apelación falla sobre cuestiones de hecho y de derecho.
3. Corte de Casación que conociendo el Recurso de casación no conoce de los hechos sino que sólo del derecho.

c. Jurisprudencia relevante

La jurisprudencia encontrada relativa a la actividad de gas natural, se refiere en su parte más importante a recursos ante el Consejo de Estado o ante la Corte de Apelaciones de Bruselas contra decisiones de la CREG sobre tarifas o políticas tarifarias[42]. Sólo se encontró una impugnación de una multa ante la Corte de Apelaciones.

Algunos fallos del Consejo de la Competencia recaen sobre temas tarifarios y sobre contratos de acceso[43].

Sin perjuicio de lo anterior, no se encontró una decisión relativa al GNL.

Asimismo, no se ha encontrado ninguna jurisprudencia relativa a litigios entre privados que involucren al GNL o al gas natural[44].

8. Integración vertical

En Bélgica no existe regulación que prohíba o restrinja la integración vertical entre empresas operadoras o dueñas de terminales de GNL y otras que cumplan distintos roles dentro de la cadena del GNL, particularmente en las calidades de cargadores/usuarios del terminal y suministradores de gas. Esto sin perjuicio de las restricciones que sí puedan tener las firmas que realizan actividades de transmisión y distribución (ver artículo 15/5 *undecies* N° 6 de la Ley del 12 de abril de 1965 sobre el transporte de productos gaseosos y otros por canalizaciones que dispone la separación legal de las empresas de transmisión y distribución).

Ahora bien, el artículo 15/1 § 2 de la Ley del 12 de abril de 1965 dispone que el operador de la red de transporte de gas natural y el operador de instalaciones de almacenamiento de gas natural o instalaciones de GNL, no puede tener, directa o indirectamente, derechos asociados a acciones o partes en sociedades de exploración, producción o abastecimiento de gas natural o de intermediación en materia de gas natural. Esta disposición, que fue

---

[42] CREG, RECOURS CONTRE LES DECISIONS DE LA CREG. <En World Wide Web: http://www.creg.be/fr/jurisprud1_fr.html>. La jurisprudencia se encuentra también en el excelente sitio Internet Juridat Jurisprudence. <En World Wide Web: http://jure.juridat.just.fgov.be/?lang=fr> [visitado el 02/12/2010].

[43] CREG, RECOURS CONTRE LES DECISIONS DE LA CREG. <En World Wide Web: http://www.creg.be/pdf/Jurisprudence/FR.pdf> [visitado el 02/12/2010].

[44] Acciones civiles están todavía pendientes en relación con las reclamaciones por daños y perjuicios derivados del accidente en la localidad belga de Ghislenghien el 30 de julio de 2004 (explosión de canalizaciones de gas con varios fallecidos y numerosos heridos).

adoptada al mismo tiempo que el artículo 15/5 *undecies* no se refiere a la separación patrimonial de empresas integradas verticalmente, sino que refuerza la separación legal, prohibiendo a la entidad jurídicamente separada adquirir acciones de empresas de suministro[45].

La Ley del 12 de abril de 1965 dispone otras restricciones en los siguientes términos:

1. Todas las empresas que ejercen en el sector del gas natural una o varias de las actividades en cuestión, deben tener en su contabilidad interna cuentas separadas en relación con la distribución, el transporte, el almacenamiento de gas natural, así como con la operación de instalaciones de GNL (artículo 15/12 § 2).
2. El operador de la red de transporte de gas natural, el operador de la instalación de almacenamiento de gas natural y el operador de la instalación de GNL tienen que abstenerse de toda discriminación entre los usuarios o las categorías de usuarios de la red de transporte de gas natural, instalaciones de almacenamiento de gas natural o de instalaciones de GNL, sobre todo a favor de empresas relacionadas (artículo 15/1 § 1 N°5).
3. No pueden involucrarse en actividades de producción o de venta de gas natural o de intermediación en materia de gas natural salvo aquellas ventas o compras necesarias para sus actividades de mantención de equilibrio en tanto operador de la red de transporte de gas natural, de operador de instalaciones de almacenamiento de gas natural, de operador de instalaciones de GNL según el Código de Buena Conducta (artículo 15/1 § 1 N°8).

Tal como indicamos anteriormente, en marzo de 2010 — cumpliendo un remedio impuesto por la Comisión Europea en el año 2006 como condición para la fusión GDF y Suez[46]— Suez terminó por ceder el conjunto de su participación en Fluxys (dueña y operadora del terminal de Zeebrugge). Entre los argumentos citados, la CREG estableció que aunque la separación patrimonial no podía ser impuesta, los accionistas de Fluxys no podían ser predominantemente actores en el mercado del gas por razones de competencia. Por otra parte, como Suez era dueña de Fluxys en un 100% y como el accionista mayoritario de GDF era el Estado francés, existía el riesgo de que Francia se convirtiera en el principal accionista de Fluxys, lo que podía desfavorecer la seguridad de suministro de gas natural en Bélgica[47].

---

[45] CREG, *Rapport annuel 2004 à la Commission européenne,* p. 34. <En World Wide Web: http://www.energyregulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/NATIONAL_REPORTS/NR_2005/NR/E05-REP-01-03B_NATIONAL%20REPORTS_QU-BE-FRV.DOC> [visitado el 21/12/2010].

[46] EUROPA (Comunicados de Prensa), *Concentrations: la Commission autorise la fusion de Gaz de France et de Suez, sous réserve de certaines conditions,* réf. IP/06/1558. <En World Wide Web: http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/06/1558&format=HTML&aged=0&language=FR&guiLanguage=fr>[visitado el 24/11/2010].

[47] CREG, *Etude de la CREG sur la concentration prévue entre Suez et Gaz de France*, 6 mars 2006,. <En World Wide Web: http://www.creg.be/pdf/Etudes/F534FR.pdf> [visitado el 21/12/2010].

9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación

Las disposiciones relativas al acceso a las instalaciones de GNL proporcionadas por la Comunidad Europea en la Directiva 2003/55/CE, fueron implementadas en Bélgica por modificaciones a la Ley del 12 de abril de 1965 sobre el transporte de productos gaseosos y otros por canalizaciones; por la Ley del 29 de abril de 1999 sobre la organización del mercado del gas y por el Decreto Real del 4 de abril 2003 relativo al Código de Buena Conducta para el acceso a las redes de transporte de gas natural. Así, bajo la Ley del 12 de abril de 1965, los terminales de GNL son instalaciones cuyo acceso es abierto a los terceros bajo condiciones de acceso reguladas. No hay exenciones en Bélgica que hayan sido otorgadas conforme al artículo 22 de la misma Directiva.

a. Obligación de acceso

De acuerdo con el artículo 15/5 de la Ley del 12 de abril de 1965 sobre el transporte de productos gaseosos por canalización, los clientes pueden acceder a cualquier instalación de GNL sobre la base de las tarifas aprobadas por la CREG y establecidas de conformidad con lo dispuesto en el artículo 15/5bis. El artículo 15/6 establece un derecho de acceso a partir del 1 de julio de 2004 a las instalaciones de GNL para todos los clientes.

Conforme con el artículo 15/5 *undecies* de la misma ley, a propuesta de la CREG, el Rey debía establecer un Código de Buena Conducta que regule detalladamente el acceso a las instalaciones de GNL, incluyendo procedimientos y modalidades. Por Decreto Real del 4 de abril de 2003 se aprobó el referido Código de Buena Conducta.

b. Mecanismos de asignación de capacidad primaria

De conformidad con los artículos 10 y 11 del Código de Buena Conducta, el operador del terminal de GNL debe adoptar las condiciones principales para el acceso a sus instalaciones, las cuales deben de ser aprobadas por la CREG[48]. En razón de lo anterior, Fluxys LNG ha adoptado las condiciones principales para el acceso al terminal de GNL de Zeebrugge, aprobadas por la CREG el 17 de junio de 2004[49]. Las capacidades del terminal de GNL de Zeebrugge se compran a través de contratos a largo plazo en el mercado primario, pudiendo alcanzar los 110 *slots* por año.

En 2004, Fluxys LNG firmó contratos a largo plazo con tres usuarios de terminales: 1) Qatar Petroleum / ExxonMobil durante 20 años desde el 1 de abril de 2008; 2) Distrigas por un período de 20 años desde el 1 de abril de 2007; y, 3) Suez LNG Trading por un período de 15 años desde el 1 octubre de 2008. En conjunto, los contratos representan una capacidad anual reservada de 9 billones de metros cúbicos de gas natural y de 110 *slots.*[50]

---

[48] En Bélgica, las reglas aplicables a los «sistemas de transporte» en un sentido amplio, también conciernen a las instalaciones de GNL.

[49] *Modèle de terminalling et tarifs, conditions principales,* Fluxys. <En World Wide Web: http://www.fluxys.com/fr-BE/Services/LNGTerminalling/TerminallingModel/TerminallingModel.aspx> [visitado el 07/12/2010].

[50] *Terminalling* GNL, Fluxys. <En World Wide Web: http://www.fluxys.com/en/Services/LNGTerminalling/LNGTerminalling.aspx> [visitado el 07.12.2010]; *Capacités terminalling* disponibles,

De acuerdo con el artículo 24 de las condiciones principales para el acceso al terminal de GNL de Zeebrugge de Fluxys LNG, las capacidades disponibles del terminal de GNL están sujetas a asignación según un procedimiento *open season* transparente y accesible a todos.

El siguiente procedimiento se observa en esta materia:

1. Un memorándum de información se envía a los actores potenciales, el cual se publica en los periódicos y en el sitio web de Fluxys LNG.
2. Los interesados entran en el proceso y firman un acuerdo de confidencialidad.
3. Las partes inician las negociaciones con Fluxys LNG.
4. Las partes firman acuerdos condicionales.
5. Si la demanda excede la oferta de Fluxys LNG dado su programa de inversiones, criterios de prioridad no discriminatorios y transparentes se utilizan para decidir entre los solicitantes. Estos criterios se basan en las condiciones del mercado y son aprobados por la CREG.
6. Finalmente, las partes firman contratos de acceso al terminal o de *terminalling*[51].

Por excepción, las capacidades no asignadas en el marco del procedimiento *open season* y las capacidades liberadas por el sistema de gestión de la congestión se asignan según el modo *first come, first served*[52]. Ahora bien, en Bélgica no hay capacidad primaria disponible, habiendo sido toda la capacidad del terminal Zeebrugge contratada mediante el sistema *open season*.

c. Negativa de acceso a la capacidad primaria

El artículo 15/7 de la Ley del 12 de abril de 1965 dispone que el operador de instalaciones de GNL puede rechazar el acceso cuando las instalaciones no tienen capacidad suficiente, o cuando el acceso no permite de asegurar una obligación de servicio público del operador. El artículo 15/5 *duodecies* de la Ley del 12 de abril 1965 autoriza la negativa de acceso en caso de obtención de una exención para las nuevas instalaciones. La causal de negativa de acceso por dificultades económicas y financieras en casos de contratos *take or pay* fue derogada en Bélgica a partir del 1° de octubre de 2006.

Según hemos visto anteriormente, los conflictos relativos a negativa de acceso son de competencia del Servicio de Mediación y de los tribunales ordinarios. El Servicio de conciliación y de arbitraje y la Cámara de Litigios, ambos restablecidos el 2009 con el fin de ajustarse a las Directivas europeas, no se encuentran aún operativos, ya que falta el

---

Fluxys LNG. <En World Wide Web: http://www.fluxys.com/frBE/Services/LNGTerminalling/TerminallingReserving/TerminallingReserving.aspx > [visitado el 07/12/2010].

[51] Artículo 24 *des Principales conditions, Modèle de terminalling et tarifs, Fluxys*. <En World Wide Web: http://www.fluxys.com/fr-BE/Services/LNGTerminalling/TerminallingModel/TerminallingModel.aspx> [visitado el 07/12/2010].

[52] Artículo 25 *Principales conditions,* op. cit.

nombramiento de sus miembros por medio de un decreto real. Estos dos órganos serán competentes para conocer controversias sobre el acceso a las instalaciones de GNL[53].

d. Exención de acceso

En Bélgica no se han otorgado exenciones conforme al artículo 22 de la Directiva Europea 2003/55/CE. En todo caso, esta disposición fue implementada por el artículo 15/5 *duodecíes* de la Ley de 12 de abril de 1965. Las nuevas grandes instalaciones de gas natural, es decir, aquellas interconectadas con los países vecinos, las instalaciones de GNL y de almacenamiento pueden beneficiarse de una exención de las disposiciones de acceso regulado. Esta exención se concede por el Rey, después de conocer la opinión de la CREG, cuando:

1. La inversión aumenta la competencia en el suministro de gas natural y aumenta la seguridad del suministro.
2. El nivel de riesgo en relación con la inversión es tal, que la inversión no se efectuaría sin exención.
3. La instalación es de propiedad de una persona o entidad que es independiente, al menos en cuanto a la forma jurídica, de los gestores de las redes en el seno de las cuales se construye la instalación.
4. Las tarifas son percibidas por los usuarios de las instalaciones.
5. La exención no afecta la competencia o al funcionamiento del mercado nacional de gas natural, ni al buen funcionamiento de la red a la cual está conectada.

La exención puede cubrir la totalidad o parte, respectivamente, de las nuevas instalaciones, de la capacidad incrementada significativamente de esta instalación o de las modificaciones de esta instalación que permiten el desarrollo de nuevas fuentes de suministro de gas.

Al decidir una exención, la autoridad debe tener en cuenta, caso a caso, la necesidad de imponer condiciones sobre su duración y el acceso no discriminatorio a la interconexión con los países vecinos. Debe siempre considerarse la duración de los contratos, la capacidad adicional a construir o la modificación de la capacidad existente, todo esto desde una perspectiva del proyecto y también de las circunstancias nacionales.

Cuando se concede una exención, el Ministro puede determinar las reglas y mecanismos de gestión y asignación de capacidad en la medida en que no impida la ejecución de los contratos a largo plazo. Cualquier solicitud de exención tiene que ser notificada sin demora a la Comisión Europea con toda la información relativa a ella.

[53] Ver Capítulo «Solución de controversias» más arriba.

10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL

a. Servicios ofrecidos

Los servicios de *terminalling* de GNL cubren las actividades de recepción, de descarga y de carga de GNL, el almacenamiento, la regasificación y la emisión o inyección en la red Fluxys[54]. Fluxys LNG ofrece la posibilidad de suscribir uno o algunos *slots*. El servicio de un *slot* incluye los tres servicios básicos que se describen a continuación, en forma conjunta:

1. *La recepción y descarga de un buque en el terminal de GNL*. Esto incluye la recepción de un buque en marea alta, de acuerdo con las normas marítimas aplicables al Puerto de Zeebrugge y la descarga del GNL.

2. *El almacenamiento básico del GNL descargado*. El servicio de almacenamiento de base se ofrece como un almacenamiento temporal, es decir, el volumen de almacenamiento por un período (expresado en números enteros de mareas altas) que un usuario necesita para regasificar el GNL descargado y enviarlo a la red de transporte, en condiciones normales de funcionamiento. La duración de almacenamiento de base es de 20 mareas altas consecutivas. El volumen de almacenamiento de base es de 140.000 metros cúbicos de GNL.

3. *La emisión de base de GNL*, es decir, la regasificación de GNL y la emisión de gas a la red de transporte adyacente. El usuario tiene el derecho a una capacidad de emisión firme que le permite la regasificación a tasa constante del GNL descargado en el marco del *slot*. La capacidad de emisión es igual a 4.200 MWh/h[55].

Además de los servicios básicos de un *slot*, el usuario puede reservar uno o algunos servicios adicionales de capacidad:

1. *Capacidad adicional de almacenamiento para el usuario del terminal que ha firmado un contrato a largo plazo:* puede suscribir capacidad de almacenamiento extra, una cantidad expresada en metros cúbicos de GNL por año de contrato.

2. *Capacidad adicional de emisión:* el usuario del terminal que ha firmado un contrato a largo plazo puede suscribir capacidad adicional de emisión, un

[54] *Modèle de terminalling et tarifs, conditions principales, Fluxys*. <En World Wide Web: http://www.fluxys.com/fr-BE/Services/LNGTerminalling/TerminallingModel/TerminallingModel.aspx> [visitado el 07/12/2010].

[55] FLUXYS LNG, Artículo. 5.5.1. *du Programme Indicatif de Terminalling* 2011-2012, *Version d*u 30/06/2010. <En World Wide Web: http://www.fluxys.com/fr-BE/Services/LNGTerminalling/TerminallingModel/~/media/Files/Services/LNG%20Terminalling/ConditionsAndTariffs/Fluxys_PIT_Tml_Main_2011%202012_FR%20pdf.ashx> [visitado el 07/12/2010].

importe expresado en energía (MWh/h o cualquier múltiplo de esa unidad) por año de contrato.

3. *Capacidad diaria de almacenamiento* que se ofrece para un día específico.

4. *Capacidad diaria de emisión firme* que se ofrece para un día específico.

5. *Capacidad de emisión interrumpible day-ahead* que se calcula y se proporciona para el día siguiente. Esta capacidad viene de la capacidad de emisión no usada y se ofrece como interrumpible.

6. *Derechos adicionales de capacidad de emisión de base:* Fluxys LNG optimiza la disponibilidad y utilización de las capacidades de emisión mediante la agrupación de todas las capacidades de emisión de base no utilizadas (método *pooling*) y las ofrece gratis en forma de derechos adicionales de capacidad de emisión de base o interrumpible a los usuarios del terminal que han reservado al menos un *slot* en los 30 días siguientes. La reserva de estos derechos adicionales es sin perjuicio de la capacidad de emisión de base suscrita y de la capacidad adicional de emisión suscrita.

b. Marco legal previo a la dictación del tercer paquete legislativo

La Ley del 12 de abril de 1965 fija los principios básicos de las tarifas, dando así implementación a la Directiva 2003/55/CE (artículo 18). El Decreto Real del 15 de abril de 2002 relativo a la estructura tarifaria general, y a los principios básicos y procedimientos en materia de tarifas y de contabilidad, establece en particular el procedimiento de aprobación por la CREG de las tarifas propuestas por el operador[56].

El Decreto Real del 8 de junio de 2007, sobre la estructura tarifaria general, y los principios básicos y procedimientos en matera de tarifas y de contabilidad de los operadores para las nuevas infraestructuras de transporte que son reconocidos como de interés nacional o europeo y necesarias para el desarrollo a largo plazo de éstas, fija en particular las reglas aplicables a las nuevas instalaciones de GNL[57].

[56] Arrêté royal du 15 avril 2002 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité des entreprises de transport de gaz naturel actives sur le territoire belge. <En World Wide Web: http://www.creg.be/fr/tarifparamg4_fr.html> [visitado el 20/12/2010].

[57] Arrêté royal du 8 juin 2007 relatif à la structure tarifaire générale et aux principes de base et procédures en matière de tarifs et de comptabilité des gestionnaires visés à la loi du 12 avril 1965 et actifs sur le territoire belge, pour leurs extensions d'installations ou leurs nouvelles installations de transport de gaz naturel pour le stockage de gaz naturel et leurs extensions d'installations ou leurs nouvelles installations de transport de gaz naturel de GNL, ainsi que pour leurs extensions d'installations ou leurs nouvelles installations de transport de gaz naturel pour la capacité destinée au transit et nécessaires pour permettre le développement à long terme de ces installations. <En World Wide Web: http://www.creg.be/fr/tarifparamg4_fr.html> [visitado el 20/12/2010].

c. Procesos tarifarios

De conformidad con el artículo 15/5 de la Ley del 12 de abril de 1965, el uso de los servicios de GNL se realiza sobre la base de las tarifas propuestas por el operador de las instalaciones GNL, Fluxys LNG, y aprobadas por la CREG. En general, las tarifas deben permitir que el operador pueda cubrir todos sus costes reales y razonables y ganar un retorno razonable sobre el capital invertido[58].

.

El artículo 15/5 ter de la Ley del 12 de abril 1965 establece una serie de directrices que las tarifas deben observar:

1. Las tarifas deben ser no discriminatorias y transparentes.
2. Se deben establecer sobre la base de los costos y permitir que el operador pueda cubrir todos los gastos reales imputables a sus obligaciones legales.
3. Deben incluir un margen de beneficio razonable en remuneración del capital invertido para garantizar el desarrollo óptimo a largo plazo.
4. Deben buscar optimizar la utilización de la instalación.
5. Deben estar suficientemente desglosadas.
6. Deben tomar en cuenta la capacidad reservada y necesaria para asegurar el servicio de transporte.

Según el artículo 15/5 bis, para fijar las tasas, el operador de GNL determina los ingresos totales necesarios para el cumplimiento de sus disposiciones legales y reglamentarias. Estos ingresos totales están sujetos a la aprobación de la CREG. El período tarifario es de cuatro años, y en él deben incluirse los siguientes costos:

1. Todos los costos reales necesarios para el desempeño de las tareas del operador de GNL.
2. Un margen razonable y la amortización, ambos necesarios para que el operador pueda asegurar las mejores prestaciones, las inversiones futuras necesarias y la viabilidad de las instalaciones de GNL. El operador, después de una evaluación comparativa europea basada en los actores comparables, debe poder acceder a los mercados de capital de largo plazo.
3. Los costos vinculados a la ejecución de las obligaciones de servicio público.
4. Los recargos sobre las tarifas aplicados por la ley.
5. Los costos y el rendimiento de la ejecución de las obligaciones de mantenimiento, seguridad y desarrollo de las instalaciones.

En cuanto a las nuevas instalaciones de GNL, la Ley del 12 de abril de 1965 (artículo 15/5bis) prevé la posibilidad de aplicar un sistema especial de tarifas con un aumento del margen razonable para el rendimiento del capital invertido, teniendo en cuenta el entorno competitivo, y una duración más importante. Esta metodología se aplica al terminal de GNL y proporciona la estabilidad y la previsibilidad de los precios durante el plazo de los

[58] CREG, *Rapport relatif aux tarifs pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de stockage pour le gaz naturel et l'installation de LNG durant l'exercice d'exploitation* 2007. <En World Wide Web: http://www.creg.info/pdf/Divers/TG2007-1FR.pdf> [visitado el 07/12/2010].

contratos. Este sistema de tarifas fue implementado por el Decreto Real del 8 de junio de 2007, el que fija en particular las reglas aplicables a las nuevas instalaciones de GNL.

El operador puede durante el plazo reglamentario, someter a la aprobación de la CREG una propuesta de tarifas actualizadas sobre nuevos servicios o la adaptación de los servicios existentes. Esta propuesta de tarifas actualizadas toma en cuenta los ingresos totales y las tarifas propuestas aprobadas por la CREG, sin alterar la integridad de los ingresos totales y de la estructura de las tarifas existentes (artículo 15/5 *quarter*).

Las tarifas de los servicios de *terminalling* de GNL son tarifas plurianuales para el período 2007-2027. Ellas fueron aprobadas por la CREG el 30 de septiembre 2004[59]. Son tarifas "techo" válidas durante 20 años, indexadas a 3% del índice de precios al consumidor y están vigentes desde el 1 de abril 2007 al 31 de marzo 2027, a saber:

1. *Slot*: € 750,443/*slot*. Un *slot* se compone de los servicios de recepción, descarga, almacenamiento y regasificación sobre 10,35 días (un total de 20 mareas altas) para un buque de 140.000m³ de GNL. El número previsto de *slots* es de 110 por año.
2. Tarifa unitaria para la emisión adicional: € 1,95 kWh /h/año.
3. Tarifa unitaria para el almacenamiento adicional: € 96.39/m³/año[60].

11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC)

Como hemos visto, en 2004, Fluxys LNG firmó contratos a largo plazo con tres usuarios de terminales: Qatar Petroleum/ExxonMobil, Distrigas y Suez LNG Trading[61]. El número de *slots* en el terminal de GNL se eleva actualmente a 110 por año. Esta capacidad está reservada en el mercado primario por los tres contratos a largo plazo y, en principio no hay ningún *slot* disponible durante el período cubierto por el Programa Indicativo de *Terminalling* (por excepción, hay *slots* disponibles en el mercado primario, que se asignan mediante el mecanismo FCFS)[62]. Según veremos, los mecanismos de gestión de la congestión en Bélgica incluyen el desarrollo y fomento del mercado secundario, la prevención y el control de la congestión física y un sistema anti-acaparamiento UIOLI *ex ante*.

---

[59] FLUXYS LNG, *Modèle de terminalling et tarifs*. <En World Wide Web: http://www.fluxys.com/fr-BE/Services/LNGTerminalling/TerminallingModel/TerminallingModel.aspx> [visitado el 07/12/2010].

[61] FLUXYS LNG, *Tarifs pour les services de terminalling de Fluxys LNG pour la période 2007-2027*. <En World Wide Web: http://www.fluxys.com/fr-BE/Services/LNGTerminalling/TerminallingModel/~/media/Files/Services/LNG%20Terminalling/ConditionsAndTariffs/Fluxys_LNGTerminalling_Tariffs_FR%20pdf.ashx> [visitado el 20/12/2010].

[61] FLUXYS, *Terminalling* GNL. <En World Wide Web: http://www.fluxys.com/fr-BE/Services/LNGTerminalling/LNGTerminalling.aspx> [visitado el07/12/2010].

[62] FLUXYS LNG, *Programme Indicatif de Terminalling* 2011-2012, Version du 30/06/2010. <En World Wide Web: http://www.fluxys.com/fr-BE/Services/LNGTerminalling/TerminallingModel/~/media/Files/Services/LNG%20Terminalling/ConditionsAndTariffs/Fluxys_PIT_Tml_Main_2011%202012_FR%20pdf.ashx> [visitado el 07/12/2010].

a. Comercialización de la capacidad de los terminales de GNL en el mercado secundario

El artículo 50 del Decreto Real del 4 de abril de 2003 sobre el Código de Buena Conducta, dispone que el contrato de transporte, en un sentido amplio, incluye también el contrato de GNL[63].

En general, el contrato de transporte no puede contener disposiciones que obstaculicen la comercialización, prohibiéndose, entre otras, las siguientes cláusulas:

1. Disposiciones que impiden la cesión de capacidad parcial o total, cuando la cesión se realice sin liberación del cedente.
2. Disposiciones que requieran que el usuario, en el caso de cesión sin liberación del cedente, tenga que informar previamente al operador del cesionario.
3. Disposiciones que exijan una aceptación del operador para una cesión sin liberación del cedente.
4. Disposiciones que requieran que la cesión de capacidad sólo sea posible para los usuarios que ya han firmado un contrato con el operador.
5. Disposiciones que exijan que el contenido del contrato deba permanecer confidencial, sin perjuicio de la protección de los datos comerciales.

Las condiciones de la cesión de capacidades están establecidas en las condiciones principales del contrato de *terminalling* de Fluxys. El artículo 30 de las condiciones principales dispone que el usuario puede ceder la capacidad suscrita en dos modalidades: con liberación de derechos y obligaciones, y sin dicha liberación. En ambos casos la cesión implica la cesión de todos los derechos y obligaciones contractuales, sin modificación hacia Fluxys (artículo 32).

En caso de cesión sin liberación del cedente, el cedente seguirá siendo responsable solidariamente frente a Fluxys, junto al cesionario, de todas las obligaciones del contrato de *terminalling*. El cedente y el cesionario que han concluido un acuerdo de cesión de capacidad sin liberación de cedente tienen que informar por escrito a Fluxys LNG por lo menos 5 días hábiles antes de la fecha de la prestación del servicio, sin perjuicio del procedimiento de aceptación de los buques. La cesión sin liberación del cedente debe en todo caso, cumplir con los sistemas operativos de Fluxys LNG (artículo 33).

Una cesión de capacidad con liberación del cedente se hace bajo notificación previa y por escrito a Fluxys LNG, quien tiene el derecho de aceptar o rechazar la cesión. El rechazo de Fluxys no puede ser infundado. Fluxys aceptará la cesión siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

1. Que el cesionario obtenga, para el uso de la capacidad asignada, el acceso al terminal Fluxys de GNL de conformidad con el Código de Buena Conducta.

[63] Artículo 1. 15 Decreto Real del 4 de abril de 2003 sobre el Código de Buena Conducta.

Fluxys LNG analizará la solicitud de acceso del comprador de manera no discriminatoria y transparente, como una nueva solicitud de acceso. Fluxys verificará en particular las garantías financieras del cesionario.

2. La ausencia de toda deuda del cedente ante Fluxys, a menos que el cesionario se comprometa de forma irrevocable y sin condiciones a pagarla a Fluxys (artículo 34).

En el programa indicativo de *terminalling* 2011-2012, en su versión del 30 de junio de 2010, se precisa en relación a la cesión que:

1. La naturaleza de la capacidad vendida no puede cambiar (por ejemplo, la emisión permanece interrumpible y no cambia de naturaleza).
2. A menos que las partes hayan acordado otra cosa, la transferencia se realiza con la liberación del cedente, quien no permanece solidariamente responsable ante Fluxys de las obligaciones cedidas.

El artículo 5.3.4. del referido programa indicativo de *terminalling* 2011-2012 dispone que el usuario del terminal está obligado a:

1. Ofrecer en el mercado secundario la capacidad firme asignada que ya no necesite, de manera temporal o permanente.
2. En ausencia de una bolsa de valores públicos o si el usuario del terminal no desea utilizar esa asistencia, dicho usuario notificará a Fluxys la cantidad y el precio de su oferta, para cada oferta o cambio de oferta.

Por su parte, Fluxys está legalmente obligado a organizar el mercado secundario. Más concretamente, Fluxys debe cumplir con las siguientes obligaciones:

1. Publicar las ofertas comunicadas por el usuario al terminal.
2. No obstaculizar el funcionamiento del mercado secundario. Fluxys LNG vende y adjudica la capacidad publicada a nombre del usuario[64].

Fluxys publica las capacidades que el usuario quiere vender. Esto lo hace en el *Bulletin Board* de su sitio web, plataforma accesible a cualquier persona interesada en ver las ofertas del mercado secundario. El usuario puede entonces requerir una publicación de la oferta en el *Bulletin Board* de Fluxys LNG. También puede darle un mandato a Fluxys LNG para la comercialización de esta capacidad a nombre del usuario de conformidad con las normas de gestión de congestión del terminal. Un posible comprador que consulta el *Bulletin Board* puede elegir entre:

1. Negociar directamente con el usuario la cesión de un servicio publicado (modo *over the counter*).

[64] FLUXYS LNG, *Programme Indicatif de Terminalling* 2011-2012, *Version du 30/06/2010*. <En World Wide Web: http://www.fluxys.com/fr-BE/Services/LNGTerminalling/TerminallingModel/~/media/Files/Services/LNG%20Terminalling/ConditionsAndTariffs/Fluxys_PIT_Tml_Main_2011%202012_FR%20pdf.ashx> [visitado el 07/12/2010].

2. Suscribir directamente frente a Fluxys el servicio publicado bajo las tarifas reguladas. La asignación se hace en base del modo FCFS.

En el caso de que una cesión se haga bajo el modo *over the counter*, el usuario notifica inmediatamente esta cesión a Fluxys LNG, quien debe organizar el traslado del servicio cedido, modificando, si es necesario, el *Bulletin Board*[65].

Por último, cabe señalar que el usuario, antes de 20 días del comienzo del *slot*, sólo puede vender sus *slots* en el mercado secundario en forma de *slots* enteros (sin separarlos en función de los servicios que los constituyen). A partir de los 20 días antes de la fecha de inicio del slot, el usuario del terminal de GNL puede vender por separado los diferentes servicios que constituyen un *slot*.

b. Medidas anti-acaparamiento[66]

Los principios básicos en materia de medidas anti-acaparamiento se encuentran en los artículos 45 a 48 del Decreto Real del 4 de abril de 2003 sobre el Código de Buena Conducta. Estos artículos se refieren al "operador de transporte", en sentido amplio, incluyendo al operador de las instalaciones de GNL, en conformidad con el artículo 1.15.

Aunque la legislación belga actual no hace la diferencia entre la congestión física y contractual —esta distinción se introducirá por el artículo 10 §1 del Nuevo Código de Buena Conducta, en caso de ser adoptado[67]— ambas formas de congestión reciben igualmente tratamiento en el Decreto Real del 4 de abril de 2003.

El artículo 45 del Decreto Real del 4 de abril de 2003 dispone que la "empresa de transporte" (incluyendo el operador de terminal de GNL) debe tener una política proactiva de la congestión sobre la base del uso óptimo y máximo de toda la capacidad disponible y la detección oportuna de los puntos de saturación futuros.

La política de la congestión es crucial en el establecimiento del programa indicativo de "transporte" y en la política de inversión realizada por la "empresa de transporte". La empresa de transporte tiene que informar a tiempo a la CREG de los resultados de la detección de una saturación.

Según el artículo 46 del mismo Decreto, el usuario tiene que abstenerse de reservar más capacidad firme de la que necesita para cumplir sus contratos de aprovisionamiento y/o de

---

[65] FLUXYS LNG, *Programme Indicatif de Terminalling* 2011-2012, *Version du 30/06/2010*. <En World Wide Web: http://www.fluxys.com/fr-BE/Services/LNGTerminalling/TerminallingModel/~/media/Files/Services/LNG%20Terminalling/ConditionsAndTariffs/Fluxys_PIT_Tml_Main_2011%202012_FR%20pdf.ashx> [visitado el 07/12/2010].

[66] La fuente directa de parte importante de esta sección ha sido ERGEG, *ERGEG study on congestion management procedures & antihoarding mechanisms in the European LNG terminals congestion CEER,* November 15, 2010.

[67] CREG, *Proposition d'arrêté royal relatif au nouveau code de bonne conduite élaboré par la CREG et soumis au Ministre de l'Energie*. <En World Wide Web: http://www.creg.be/fr/news1_fr.html> [visitado el 02/12/2010].

suministro y tiene que ofrecer, en el mercado secundario, la capacidad firme que se le ha asignado y que ya no necesita de forma permanente o provisoria.

El artículo 47 dispone que el operador tiene que verificar de manera constante la utilización efectiva por los usuarios de la capacidad reservada y que establece un registro de las capacidades reservadas y efectivamente usadas.

El artículo 48 del Decreto Real del 4 de abril de 2003 establece que el operador debe transmitir datos sobre la congestión a la CREG, la duración probable de la congestión, los solicitantes y usuarios afectados por la congestión, la capacidad requerida y el solicitante cuya capacidad no puede ser asignada, la capacidad no utilizada por el usuario, las medidas adoptadas para minimizar la congestión, y las medidas que deben adoptarse para aliviar la congestión.

En caso de congestión, cada solicitante debe demostrar que usará en realidad la capacidad solicitada. El solicitante puede probarlo a través de contratos de suministro. Si el solicitante ya es un usuario, se considera la tasa de utilización de la capacidad que ya le ha sido asignada sobre la base de los contratos existentes.

Sobre la base de estos datos, la CREG adopta las medidas necesarias para garantizar que el operador elimine total o parcialmente la asignación de capacidad no utilizada, hasta lo que se requiere para satisfacer las nuevas demandas de capacidad. El operador ejecuta esta supresión para los usuarios del sistema en proporción de su respectiva capacidad no utilizada.

La supresión sólo puede ser efectiva en un plazo de cuarenta y cinco días después de la notificación de la demanda de la CREG al usuario, esto sobre la base de la no discriminación entre los diferentes usuarios. El operador cobra al usuario al menos los costos y los daños sufridos por éste después de aplicar este proceso. En caso de congestión persistente, el operador cambia las reglas de asignación de capacidad en función de la demanda del mercado.

Estos principios básicos son establecidos en las condiciones principales para el acceso a las instalaciones de Fluxys LGN. Así, el artículo 58 dispone que, de conformidad con el artículo 45 del Código de Buena Conducta, Fluxys tiene una política proactiva y no discriminatoria de gestión de la congestión, que tiene como objetivo facilitar la comercialización de la capacidad no utilizada y del mercado secundario de capacidades del terminal de GNL.

De conformidad con el artículo 46, párrafo 3 del Código de Buena Conducta, Fluxys LNG ofrece, a nombre del cargador primario, la capacidad disponible, asegurando el uso óptimo del terminal y conforme a la política de gestión proactiva de la congestión (artículo 59). De acuerdo con el artículo 31 de las referidas condiciones principales, Fluxys establece el siguiente mecanismo de gestión de la congestión:

1. Antes del día 20 del mes *m-3*, el usuario nomina los *slots* que utilizará en forma indicativa para el mes *m*. Antes del día 20 del mes el *m-2*, el usuario del terminal de GNL nomina tales *slots* de modo vinculante.
2. A más tardar el primer día del mes *m-2*, el usuario tiene la obligación de notificar a Fluxys LNG los *slots* que no tiene intención de utilizar. Con esta notificación, el usuario permite a Fluxys LNG comercializar a su nombre las capacidades del *slot* en cuestión.
3. Fluxys publica los *slots* en su sitio web. Estos son comercializados como *slots* enteros (no separados en función de los servicios que los constituyen) hasta 10 días antes del comienzo del *slot* según la tarifa regulada y bajo el modo FCFS. Diez días antes del comienzo del *slot*, los servicios del *slot* se venden en forma disociada por Fluxys al precio regulado. Fluxys notifica inmediatamente al usuario cuando el *slot* o sus servicios se han asignado.
4. El usuario siempre conserva la posibilidad de vender sus *slots* (y desde 20 días antes del comienzo del *slot*, los servicios que componen el *slot*) en el mercado secundario a un precio negociado. Si el usuario vende un *slot* o los servicios que constituyen un *slot*, que había sido objeto de una notificación a Fluxys bajo los párrafos anteriores, el usuario notificará de inmediato a Fluxys que se retira el *slot* de comercialización. Si el usuario vende servicios en forma disociada, toda la capacidad residual que no esté vendida diez días antes del comienzo del *slot* será comercializada por Fluxys en conformidad con el punto 3.
5. Fluxys LNG anota en su registro de utilización de las capacidades del terminal, los *slots* designados por el usuario pero no utilizados sin notificación según el punto 2. De conformidad con el artículo 48 del Código de Buena Conducta, esta información se transmite a la CREG en caso de congestión.

Se indica en los artículos 17 y 18 de las citadas condiciones principales, que el registro de utilización de las capacidades del terminal debe mencionar, para cada *slot* designado pero no utilizado, las razones por las cuales se han perdido (en la medida en que estas razones son conocidas por Fluxys). Estos *slots* deben de ser claramente identificados. El registro es llevado en forma electrónica, es confidencial y sólo se puede acceder por la CREG y el usuario del terminal de GNL en cuestión.

12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL

El artículo 5 del Código de Buena Conducta establece que las empresas de transporte, incluyendo los terminales de GNL, tienen prohibición de discriminar entre usuarios o clases de usuarios[68].

El artículo 42 del mismo Código exige a las empresas contar con una política activa, interna y externa, de no discriminación y redactar a este efecto un programa de vigilancia. Para la

[68] En Bélgica, las reglas aplicables a la «red de transporte» se entienden en sentido amplio, incluyendo también las instalaciones de GNL.

implementación de las normas de política interna, el operador deberá redactar un reglamento interno que regule las relaciones entre sus empleados y los usuarios. Asimismo, las normas de política interna deberán señalar los procedimientos aplicables por los empleados para la celebración de los contratos con los usuarios y las reglas relativas al tratamiento de los documentos recibidos de parte de los usuarios para obtener el servicio. Las normas de política exterior, por su parte, exigen la aplicación por parte del operador del principio de no discriminación en sus relaciones con los proveedores, contratistas y subcontratistas y con otros proveedores de servicios y con los usuarios.

En aplicación del artículo 42 del Código de Buena Conducta, el Consejo de Administración de Fluxys aprobó el programa de monitoreo que recopila las políticas internas y externas de no discriminación en sus servicios. Cada miembro del personal es informado por Fluxys de este programa y está obligado a cumplir con él[69]. El programa de monitoreo de Fluxys está contemplado en el artículo 1 del Código de Buena Conducta de Fluxys, el que figura en la Carta de Gobierno Corporativo de Fluxys aprobada por primera vez por el Consejo de Administración el 18 de enero de 2006 y modificada por última vez el 26 de mayo 2010.

El programa de monitoreo de Fluxys tiene por objeto asegurar la independencia del personal de Fluxys frente a los productores, distribuidores, suministradores e intermediarios del gas natural. El coordinador de vigilancia o *compliance officer* es responsable de garantizar el cumplimiento del programa. Cualquier miembro del personal que tenga conocimiento de una violación del programa de monitoreo, ya sea intencional o no intencional, debe notificar al *compliance officer*[70].

En cuanto a las reformas derivadas del tercer paquete legislativo europeo, el artículo 15 del Reglamento Europeo N° 715/2009 establece requisitos de no discriminación en relación con las instalaciones de GNL. La legislación belga parece cumplir estas condiciones, aunque la implementación supone un futuro monitoreo de parte de los reguladores europeos.

13. Transparencia y confidencialidad de la información

La legislación belga implementa las disposiciones sobre transparencia dispuestas por la Directiva Europea 2003/55/CE. El principio de transparencia está previsto en la Ley del 12 de abril de 1965, donde se dispone que el operador de GNL tiene que proporcionar a los usuarios la información que necesiten para acceder eficientemente a las instalaciones, de conformidad con el Código de Conducta[71].

El artículo 5 del Decreto Real del 4 de abril de 2003, sobre el Código de Buena Conducta establece que "la empresa de transporte" en un sentido amplio, incluyendo las instalaciones

[69] FLUXYS, *Gouvernement d'entreprise*. <En World Wide Web: http://www.fluxys.com/fr-BE/Financial%20info/CorporateGovernance/CorporateGovernance.aspx> [visitado el 07/12/2010].
[70] *Code de conduite de Fluxys, Charte de gouvernement d'entreprise de* Fluxys, p. 60. <En World Wide Web: http://www.fluxys.com/fr-BE/Financial%20info/CorporateGovernance/~/media/Files/Financial%20info/Corporate%20Governance/Fluxys_CorporateGovernanceCharter_2010_FR%20pdf.ashx> [visitado el 07/12/2010].
[71] Artículos 15/1 n. 7 y 15/5 *undecies* de la Ley del 12 de abril 1965.

de GNL, debe cumplir con requisitos de transparencia[72]. En la práctica, esta exigencia se traduce en la publicación de la siguiente información en la página web de Fluxys:

1. Capacidad técnica.
2. Capacidades disponibles (*slots*, capacidad adicional de emisión, la capacidad de almacenamiento adicional en el mercado primario y en el mercado secundario).
3. Capacidades suscritas.
4. Períodos de mantenimiento programados.
5. Proyectos de expansión y su progreso.
6. Inversiones futuras[73].

El principio de confidencialidad también está consagrado en la legislación belga. De acuerdo con la Ley del 12 de abril 1965[74], el Código de Buena Conducta define las medidas concretas que se aplicarán por el operador de las instalaciones de GNL con el fin de preservar la confidencialidad de los datos comerciales de los usuarios de la instalación de GNL. Sin perjuicio de cualquier obligación legal de revelar información, los operadores tienen que conservar la confidencialidad de la información comercialmente sensible obtenida de terceros en relación con el acceso a las instalaciones de GNL o en las negociaciones en este tema. Se abstendrán de utilizar esta información para sus propias ventas o compras de gas natural.

El Código de Buena Conducta[75] establece que la información confidencial no puede comunicarse por el operador a personas que no sean empleados. Los directores y empleados del operador que tienen acceso a la información confidencial, no pueden ser empleados remunerados o no remunerados de una empresa de suministro. Esta información puede ser usada sólo para permitir el acceso a sus instalaciones.

El contrato de trabajo del personal del operador debe contener una cláusula que les prohíba trabajar para una empresa de suministro por un período de al menos seis meses después del término del contrato de trabajo. Para lo anterior, el operador establece un reglamento interno y lo comunica a la CREG y sus colaboradores.

Como excepción a estas disposiciones, el operador puede revelar información confidencial a la CREG y al Ministro de Energía, o a cualquier otra autoridad administrativa, tribunales o árbitros, a efectos de decidir sobre cualquier controversia entre el operador y un usuario, el auditor de cuentas, los agentes, contratistas y subcontratistas del operador, siempre y cuando estén sujetos a normas de confidencialidad.

---

[72] En Bélgica, las reglas aplicables a la «red de transporte» se entienden en sentido amplio incluyendo también las instalaciones de GNL.

[73] FLUXYS LNG, *Programme Indicatif de Terminalling 2011-2012*, Version du 30/06/2010. <En World Wide Web: http://www.fluxys.com/fr-BE/Services/LNGTerminalling/TerminallingModel/~/media/Files/Services/LNG%20Terminalling/ConditionsAndTariffs/Fluxys_PIT_Tml_Main_2011%202012_FR%20pdf.ashx [visitado el07/12/2010].

[74] Artículo 15/5 *undecies* de la Ley del 12 de abril 1965.

[75] Artículo 37 del Código de Buena Conducta.

Finalmente, dicho Código[76] prevé que el operador puede utilizar la información confidencial proporcionada por los usuarios con fines estadísticos, siempre que los datos publicados no permitan la identificación de los usuarios. En caso de duda, la CREG se pronuncia sobre la confidencialidad de la información[77].

Estas disposiciones han sido aplicadas por Fluxys en su programa de monitoreo, que recae sobre todos sus empleados y garantiza la transparencia y la no discriminación entre usuarios o categorías de usuarios y la protección de la información confidencial relativa a los usuarios. Como hemos visto, el *compliance officer* es responsable de garantizar el cumplimiento de dicho programa[78]. El reglamento interno de Fluxys recopila los requisitos señalados y precisa que todo empleado de Fluxys está sujeto a la no divulgación de información confidencial a una parte no autorizada durante la vigencia de su contrato de trabajo y hasta cinco años después de la expiración del mismo.

14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación de GNL

La legislación actual no contiene un modelo de contrato de GNL aprobado por la CREG. Este modelo de contrato, sin embargo, está previsto en el marco del nuevo Código de Conducta propuesto por la CREG, pero que no está actualmente en vigor.

En conformidad con los artículos 10 y 11 del Código de Buena Conducta, el operador del terminal de GNL debe adoptar las condiciones principales de acceso a las instalaciones, las que son aprobadas por la CREG [79]. Estas condiciones son publicadas en la página web de Fluxys siendo accesible para todos. Del mismo modo, el Código de Red para el *terminalling* aprobado por la CREG el 7 de diciembre de 2006, contiene todos los procedimientos que se aplican entre Fluxys LNG y los usuarios para la ejecución de los contratos de *terminalling*.

Por su parte, la legislación contiene algunas normas específicas aplicables al contrato de GNL. Según los artículos 69 y 70 del Código de Conducta, el contrato debe incluir las condiciones en las que el usuario puede hacer uso de la capacidad de inyección, almacenamiento y emisión que le ha sido asignada en relación con las instalaciones de almacenamiento y de GNL. El contrato tiene que incluir en particular las normas de asignación del GNL. La recepción, licuefacción, almacenamiento y regasificación del gas natural se ofrecen como servicios separados de GNL.

Existen también reglas generales aplicables al "contrato de transporte", que incluye también el contrato de GNL. Así, según los artículos 49 y 50 del Código de Buena Conducta, el

[76] Artículo 41 del Código de Buena Conducta.
[77] Los datos agregados sobre el mercado nacional o áreas geográficas no son confidenciales, incluso cuando sólo hay un actor en el mercado.
[78] FLUXYS, *Code de conduite de Fluxys, Charte de gouvernement d'entreprise de Fluxys,* p. 60. <En World Wide Web: http://www.fluxys.com/fr-BE/Financial%20info/CorporateGovernance/~/media/Files/Financial%20info/Corporate%20Governance/Fluxys_CorporateGovernanceCharter_2010_FR%20pdf.ashx> [visitado el 07/12/2010].
[79] En Bélgica, las reglas aplicables a la «red de transporte» se entienden en sentido amplio incluyendo también las instalaciones de GNL.

contrato no puede discriminar u obstaculizar el funcionamiento del mercado, y entonces no debe contener:

1. Disposiciones que obliguen el usuario a contratar otros servicios que no están necesariamente relacionados con el servicio requerido.
2. Disposiciones que prohíban al usuario utilizar otros servicios ofrecidos por una empresa distinta.
3. Disposiciones que permitan la ampliación del contrato.
4. Disposiciones que no permiten la creación o el mantenimiento de un contrato sin presentación de un contrato de suministro.
5. Disposiciones que podrían obstaculizar la comercialización[80].

El proyecto de Decreto Real relativo al nuevo Código de Buena Conducta[81], propuesto al Ministro de Energía por la CREG, establece un contrato tipo para el GNL que está sujeto a la aprobación de la CREG (artículo 77).

El operador de la instalación de GNL puede establecer modelos de contratos separados para los contratos a largo plazo celebrados en el marco de un procedimiento de *open season*; para los servicios *slot* y para otros servicios tales como la carga y descarga de camiones o de buques de GNL, la refrigeración y la conversión de calidad.

Según el artículo 201, el contrato estándar de GNL debe contener en todos los casos los siguientes aspectos:

1. Las definiciones de la terminología utilizada en el modelo de contrato de GNL.
2. El objeto del contrato.
3. Las condiciones bajo las cuales los servicios son proporcionados.
4. Los derechos y obligaciones relativos a los servicios prestados de GNL.
5. La facturación y modos de pago.
6. Las garantías financieras y otras garantías.
7. Las disposiciones relativas a la responsabilidad del operador de GNL y de los usuarios del terminal.
8. Las disposiciones relativas a la medida y pruebas.

---

[80] Las cláusulas que podrían obstaculizar la comercialización y que han sido prohibidas son las siguientes:
i. Disposiciones que impiden la cesión de capacidad parcial o total, cuando la cesión se realice sin liberación del cedente.
ii. Disposiciones que requieran que el usuario, en el caso de cesión sin liberación del cedente, tenga que informar previamente al operador sobre el cesionario.
iii. Disposiciones que exijan una aceptación del operador para una cesión sin liberación del cedente.
iv. Disposiciones que requieran que la cesión de capacidad sólo sea posible para los usuarios que ya han firmado un contrato con el operador.
v. Disposiciones que exijan que el contenido del contrato deba permanecer confidencial, sin perjuicio de la protección de los datos comerciales.

[81] CREG, *Proposition d'arrêté royal relatif au nouveau code de bonne conduite élaboré par la CREG et soumis au Ministre de l'Energie. <En World Wide Web:* http://www.creg.be/fr/news1_fr.html> [visitado el 20/12/2010].

9. Los derechos y obligaciones de las partes acerca de la calidad del gas natural y en caso de discrepancia, entre las especificación de calidad del GNL y gas natural.
10. Las disposiciones para la compensación de los servicios de GNL no suministrados.
11. Los arreglos para el almacenamiento mixto, el depósito y los derechos de propiedad de GNL.
12. Los derechos y obligaciones relativos a la gestión operativa y el mantenimiento de las instalaciones de GNL.
13. El impacto de los casos de emergencia y los casos de fuerza mayor sobre los derechos y obligaciones de las partes.
14. El impacto de las normas de gestión de la congestión sobre los derechos y obligaciones de las partes.
15. Las disposiciones relativas a la negociabilidad y la transferencia de los servicios de GNL.
16. La duración de los contratos de GNL.
17. Las disposiciones relativas a la suspensión, revocación y anulación del contrato o de los servicios de GNL asignados.
18. Los medios de comunicación acordados entre las partes.
19. Las disposiciones aplicables de cuando el usuario proporciona información falsa o incompleta al operador de la instalación de GNL.
20. El sistema de resolución de conflictos.
21. La ley aplicable.

BIBLIOGRAFÍA

- BLIXT, "Climate and Energy Law, Fluxys finally appointed as system operator", Marzo 2010 , disponible en: http://belgianenergylaw.blogspot.com/2010/03/fluxys-finally-appointed-as-system.html

- BRITISH PETROLEUM, "BP Statistical Review of World Energy 2010", disponible en: http://www.bp.com/liveassets/bp_internet/globalbp/globalbp_uk_english/reports_and_publications/statistical_energy_review_2008/STAGING/local_assets/2010_downloads/natural_gas_section_2010.pdf

- COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ – CREG, "Avis CG100519-045 relatif à l'étude 945 relative à la possible connexion entre le terminal GNL de Dunkerque et le réseau de transport de gaz naturel belge", disponible en: http://www.creg.info/pdf/Avis/ARCG100519-045FR.pdf

- COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ – CREG, "Etude nº 100211 relative à la possible connexion entre le terminal GNL de Dunkerque et le réseau de transport de gaz naturel belge", disponible en: http://www.creg.info/pdf/Etudes/F945FR.pdf

- COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ – CREG, "Jurisprudence", sitio oficial, disponible en: http://www.creg.be/pdf/Jurisprudence/FR.pdf

- COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ – CREG, "Proposition d'arrêté royal relatif au nouveau code de bonne conduite élaboré par la CREG et soumis au Ministre de l'Energie", disponible en: http://www.creg.be/fr/news1_fr.html

- COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ – CREG, "Proposition (C)090716-CDC-882 d' « arrêté royal relatif au code de bonne conduite en matière d'accès au réseau de transport de gaz naturel, à l'installation de stockage pour le gaz naturel et à l'installation de GNL et modifiant l'arrêté royal du 12 juin 2001 relatif aux conditions générales de fourniture de gaz naturel et aux conditions d'octroi des autorisations de fourniture de gaz naturel", disponible en: http://www.creg.info/pdf/Propositions/C882FR.pdf

- COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ – CREG, "Rapport Annuel 2009", disponible en: http://www.creg.info/pdf/Ra/2009/rep2009fr.pdf

- COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ – CREG, "Rapport relatif aux tarifs pour le réseau de transport de gaz naturel, l'installation de

stockage pour le gaz naturel et l'installation de LNG durant l'exercice d'exploitation 2007", disponible en: http://www.creg.info/pdf/Divers/TG2007-1FR.pdf

- COMMISSION DE REGULATION DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ – CREG, Recours contre les decisions de la CREG, sitio oficial, disponible en: http://www.creg.be/fr/jurisprud1_fr.html

- EUR-Lex, El acceso al derecho de la unión europea, sitio oficial, disponible en: http://eur-lex.europa.eu/es/index.htm

- EUROPA (Comunicados de Prensa) "Concentrations : la Commission autorise la fusion de Gaz de France et de Suez, sous réserve de certaines conditions", réf. IP/06/1558, disponible en: http://europa.eu/rapid/pressReleasesAction.do?reference=IP/06/1558&format=HTML&aged=0&language=FR&guiLanguage=fr

- EUROPEAN REGULATORS' GROUP FOR ELECTRICITY AND GAS (ERGEG), "Study on congestion management procedures & antihoarding mechanisms in the European LNG terminals congestion CEER", November 15, 2010, disponible en: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Gas/2010/E09-LNG-1103_CMP%20in%20LNG_final%2016.11.2010.pdf

- EUROPEAN REGULATORS' GROUP FOR ELECTRICITY AND GAS (ERGEG), "European Energy Regulators' 2011 Work Programme", 6 Diciembre 2010, European Energy Regulators, CEER and ERGEG, disponible en: http://www.energyregulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/CROSS_SECTORAL/WP%202011/CD/C10-WPDC-20-07_public%20WP2011_06-Dec-2010-TC.pdf

- EXMAR, sitio oficial, disponible en: http://www.exmar.be/Menu

- FLUXYS, "Capacités terminalling", disponible en: http://www.fluxys.com/frBE/Services/LNGTerminalling/TerminallingReserving/TerminallingReserving.aspx

- FLUXYS, "Code de conduite de Fluxys", disponible en: http://www.fluxys.com/fr.BE/Financial%20info/CorporateGovernance/~/media/Files/Financial%20info/Corporate%20Governance/Fluxys_CorporateGovernanceCharter_2010_FR%20pdf.ashx

- FLUXYS, "Gaz naturel: de la source au consommateur", disponible en: http://www.fluxys.com/fr-BE/About%20natural%20gas/Transport/Transport.aspx

- FLUXYS, “Gouvernement d’entreprise”, disponible en: http://www.fluxys.com/fr-BE/Financial%20info/CorporateGovernance/CorporateGovernance.aspx

- FLUXYS LNG, Modèle de terminalling et tarifs, conditions principales, disponible en: http://www.fluxys.com/frBE/Services/LNGTerminalling/TerminallingModel/TerminallingModel.aspx

- FLUXYS LNG, Programme Indicatif de Terminalling 2011-2012, Version du 30/06/2010, Fluxys LNG, disponible en: http://www.fluxys.com/fr-BE/Services/LNGTerminalling/TerminallingModel/~/media/Files/Services/LNG%20Terminalling/ConditionsAndTariffs/Fluxys_PIT_Tml_Main_2011%202012_FR%20pdf.ashx

- FLUXYS, “Rapport annuel 2009”, disponible en: http://www.fluxys.com/fr-BE/home.aspx

- FLUXYS LNG, “Tarifs pour les services de terminalling de Fluxys LNG pour la période 2007-2027”, disponible en: http://www.fluxys.com/fr-BE/Services/LNGTerminalling/TerminallingModel/~/media/Files/Services/LNG%20Terminalling/ConditionsAndTariffs/Fluxys_LNGTerminalling_Tariffs_FR%20pdf.ashx

- FLUXYS, “Terminalling GNL”, disponible en: http://www.fluxys.com/fr-BE/Services/LNGTerminalling/LNGTerminalling.aspx

- HAVERBEKE, David y VANDORPE, Wouter, “Belgium, Gas Regulations in 34 jurisdictions worldwide”, 2010, disponible en: http://www.lydian.be/upload/main/publicaties/2010.04.%20GTDT%20GAS.pdf

- INTERNET JURIDAT JURISPRUDENCE, sitio oficial, disponible en: http://jure.juridat.just.fgov.be/?lang=fr

- MONITEUR BELGE, sitio oficial, disponible en: http://www.just.fgov.be/index_fr.htm

- PACHECO, Hernán, “Análisis sobre el mercado energético mundial del 18 al 25 de abril de 2008”, disponible en: http://www.offnews.info/downloads/EnerdossierInforme250408.pdf

- REUTERS, “Fluxys SA's Fluxys LNG And Exmar Examine Project To Build Second Jetty in Zeebrugge, Belgium”, 2009, disponible en: http://www.reuters.com/finance/stocks/keyDevelopments?symbol=DIST.BR

- SERVICE PUBLIC FEDERAL JUSTICE, sitio oficial, disponible en: http://www.just.fgov.be/index_fr.htm.

- TUSIANI/SHEARER, *LNG A Nontechnical Guide*, Estados Unidos, 2007

VI. ESPAÑA

1. Introducción general

El GNL reviste vital importancia para España, pues como se verá en las páginas siguientes, la producción interna de gas es bastante marginal e históricamente han existido dificultades para satisfacer su demanda por medio de importaciones efectuadas a través de gasoductos transfronterizos.

La relevancia del GNL en la matriz energética española se ha acrecentado considerablemente a partir del 2000, año en que este combustible comienza adquirir trascendencia en los procesos de generación eléctrica. España es el tercer importador de GNL a nivel mundial y el primero en Europa. El consumo de GNL durante 2009 representó el 73,7% de la demanda española de gas. España asimismo cuenta con una basta experiencia en la industria de la regasificación, la que se ha desarrollado ininterrumpidamente desde el año 1969. Actualmente operan seis terminales de regasificación, a saber: Terminal de Regasificación de Barcelona (propiedad de la compañía Enagás S.A.), Terminal de Regasificación de Huelva (propiedad de Enagás S.A.), Terminal de Regasificación de Cartagena (propiedad de Enagás S.A.), Terminal de Regasificación de Sagunto (propiedad de Saggás S.A.), Terminal de Regasificación de Mugardos (propiedad de Reganosa S.A.) y Terminal Bahía de Bizkaia Gas (propiedad de BBG S.A.). Existen otros tres terminales que deberían comenzar a prestar servicios antes de 2012.

En los distintos aspectos de la industria de la regasificación de GNL intervienen dos entes reguladores; la Comisión Nacional de Energía y el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. En cuanto al régimen de autorizaciones requeridas para operar terminales de regasificación, cabe señalar que los permisos para desarrollar estas actividades industriales son conferidos por las Comunidades Autónomas, sólo cuando en la operación de este tipo de instalaciones no se afecta a otras Comunidades. En este último caso el inicio de operaciones debe ser autorizado por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

En lo que respecta a la regulación del GNL en España, es preciso señalar que ésta se encuentra integrada al marco normativo general del gas natural. Entre los cuerpos normativos que se refieren al gas natural conviven disposiciones provenientes de la Unión Europea con normas de la legislación sectorial interna española. El eje del marco regulatorio se encuentra constituido por la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, a través de la cual se ha definido la institucionalidad del GNL y se han incorporado al ordenamiento español las disposiciones de la Directiva 98/30/CE. El marco normativo ha sufrido diversas modificaciones desde su dictación, la más relevante de ellas tuvo lugar con la publicación de la ley 12/2007. Esta ley buscaba adaptar la legislación española a lo dispuesto por la Directiva 2003/55/CE, incorporando diversos mecanismos regulatorios tendientes a incrementar la competencia entre los comercializadores de gas y facilitar el acceso de terceros a redes de trasporte, distribución e instalaciones de GNL.

La legislación española adopta un régimen de acceso abierto para los terminales de regasificación de GNL. El acceso se debe hacer efectivo cumpliendo con las condiciones

técnicas y económicas establecidas en la misma regulación, y se materializa a través de la suscripción de contratos. En todas las etapas necesarias para la materialización del derecho de acceso, los contratantes deben observar los principios de no discriminación, transparencia y objetividad. Finalmente, a nivel regulatorio, se establecen distintas circunstancias en que los operadores de terminales de GNL pueden denegar el acceso de terceros, así como también situaciones de excepción al deber de otorgar acceso.

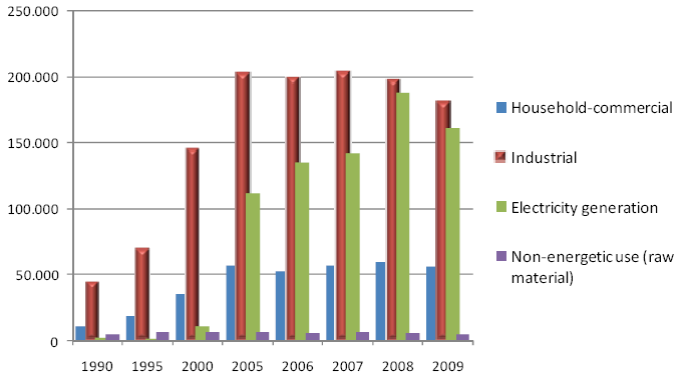
2. Descripción de la industria de terminales de regasificación de España

a. Introducción

Como información preliminar es pertinente señalar que el mercado español carece de yacimientos de gas natural de relevancia. Según recientemente ha señalado la Comisión Nacional de Energía (CNE) "la producción nacional de los depósitos de gas españoles es marginal y sólo alcanza los 1.715 GWh, lo que supuso el 0,4 % de la demanda española de gas en 2009"[1]. En consecuencia, prácticamente todo su consumo debe ser satisfecho por medio de importaciones, ya sea en estado gaseoso o GNL.

La demanda de gas natural en España alcanzó los 979.762.896 m³ en 2009[2], los que se repartieron entre el consumo doméstico-comercial (13,8%), la generación de electricidad (40,1%), el consumo industrial (44,9%) y el consumo no energético (gas natural como materia prima, 1,2%)[3]. Es relevante observar la evolución que ha experimentado durante los últimos años la segmentación de la demanda de gas natural en España, en la que, conforme se aprecia en el gráfico 1 siguiente, se constata un importante incremento en la cuota destinada a la generación de electricidad a partir del año 2000.

Gráfico 1[4]



Como se señaló previamente, España importa prácticamente el 100% del gas natural que

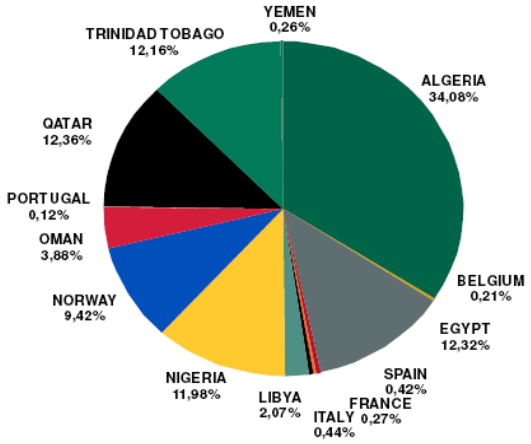
[1] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. *Informe Anual de la CNE a la Comisión Europea 2010.* <En World Wide Web: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA011_10-E.pdf> [visitado el 21/11/2010] p.108.
[2] BRITISH PETROLEUM, *BP Statistical Review of World Energy* 2010, p. 22. <En World Wide Web: www.bp.com> [visitado el 01/12/2010].
[3] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, cit. nota.1. p. 96.
[4] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, cit. nota.1. p. 97.

consume. A diferencia del resto de Europa, las principales importaciones corresponden a GNL y no a gas natural en estado gaseoso. Esto se debe a la dificultad histórica que ha tenido España para desarrollar gaseoductos de interconexión con el resto de Europa.

Según el informe anual de la CNE a la Comisión Europea, España es el tercer importador mundial de GNL y el primero en Europa[5], y uno de los países con mayor experiencia en la industria de la regasificación, dado que su primer terminal comenzó a operar en 1969, por lo que el mercado de GNL en España se ha desarrollado de manera ininterrumpida por más de cuarenta años. Durante el año 2009, el 74% de las importaciones de gas natural de España consistieron en importaciones de GNL. Sólo el 26% restante ingresó al país a través de gaseoductos[6]. El consumo de GNL durante el 2009 representó el 73,7% de la demanda española de gas.

En lo que respecta al origen del GNL, durante 2009 España importó gas natural licuado desde 14 países diferentes. Las provisiones vinieron principalmente de Argelia (34,1%), Qatar (12,4%), Egipto (12,3%), Trinidad y Tobago (12,2%), Nigeria (12%) y Noruega (9,4%).

Gráfico 2[7]



La diversidad de los proveedores resulta relevante para atribuir seguridad al suministro de la red española, y según la CNE "es una protección natural ante el riesgo de una posible interrupción del suministro de una fuente, debido a problemas de infraestructura, cuestiones geopolíticas o cualquier otra razón"[8].

Un aspecto relevante de los países que proveen GNL a España es que participan activamente del mercado de GNL del Océano Atlántico. En consecuencia, el precio marginal del gas en España está vinculado al precio que los cargamentos de GNL podrían

[5] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, cit. nota.1. p.11.
[6] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, cit. nota.1. p.11.
[7] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, cit. nota.1. p.11.
[8] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, cit. nota.1. p.109.

obtener en otros mercados, como el Henry Hub (EEUU) y NBP (Reino Unido)[9].

b. Terminales de GNL

En la actualidad existen seis terminales de GNL operando en España y tres proyectos en desarrollo con distintos niveles de avance. Para el año 2012 deberían encontrarse operando los nueve terminales.

Según la CNE, la proporción de utilización de capacidad de los terminales que ya se encuentran operando es de una media del 50%, que varía desde el 31% (mínimo, terminal de Cartagena) y 62% (máximo, terminal de Bilbao)[10].

Los terminales de GNL que actualmente se encuentran operando en España son los siguientes:

1. *Terminal de Regasificación de Barcelona.* Este terminal, que se emplaza en el muelle de inflamables del puerto de Barcelona, es el terminal más antiguo de España, en cuanto comenzó a operar en 1969. Cuenta con una capacidad de almacenamiento de 540.000 m³ y una capacidad de emisión de hasta 11.080.000.000 m³/año.
   Este terminal opera conforme el modelo de peaje (*tolling*), en cuanto el GNL es de propiedad del comercializador o de los Consumidores Directos (grandes consumidores) que adquieren el gas directamente de los productores o de otros comercializadores y que contratan servicios de regasificación con el operador del terminal.
   Con todo, el riesgo de daño o pérdida del GNL recibido en el punto de entrada del terminal, y hasta el punto de salida del mismo, corresponde al operador de las instalaciones, salvo que dicho daño o pérdida sea imputable al otro contratante (comercializador o Consumidor Directo).

2. *Terminal de Regasificación de Huelva.* Este terminal está situado en la desembocadura de los ríos Tinto y Odiel, en la provincia de Huelva, Comunidad Autónoma de Andalucía. Es el segundo terminal más antiguo de España, comenzando sus operaciones en 1988. Cuenta con una capacidad de almacenamiento de 469.500 m³ y una capacidad de emisión de hasta 11.830.000.000 m³/año.
   Este terminal opera conforme el modelo de peaje (*tolling*), en cuanto el GNL es de propiedad del comercializador o de los Consumidores Directos (grandes consumidores) que adquieren el gas directamente de los productores o de otros comercializadores y que contratan servicios de regasificación con el operador del terminal.

[9] ALONSO SUÁREZ, Alejandro. *LNG in Spain, Key Figures and Regulatory Framework, 2010.* <En World Wide Web: http://www.florenceschool.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Training/Specialized_training/Presentations/LNG%20in%20Spain%20-%20Key%20Figures%20and%20Regulatory%20Framework%20-%20Al.pdf> p.10. [visitado el 19/11/2010].
[10] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, cit. nota. 1. p.79.

Con todo, al igual que en caso anterior, el riesgo de daño o pérdida del GNL corresponde al operador de las instalaciones, salvo que dicho daño o pérdida sea imputable al otro contratante (comercializador o Consumidor Directo).

3. *Terminal de Regasificación de Cartagena*. Este terminal se encuentra ubicado en la Dársena de Escombreras del Puerto de Cartagena, en la Región de Murcia y entró en operación en 1989. Cuenta con una capacidad de almacenamiento de 437.000 m³ y una capacidad de emisión de hasta 11.830.000.000 m³/año.
   Este terminal opera conforme el modelo de peaje (*tolling*) en los mismos términos señalados previamente.

4. *Terminal de Regasificación de Sagunto.* Este terminal se emplaza en el término municipal de Sagunto, en la Comunidad Autónoma de Valencia. Comenzó sus operaciones el año 2006. Presenta una capacidad de almacenamiento de 450.000 m³ y una capacidad de emisión de hasta 10.510.000.000 m³/año. Este terminal opera conforme el modelo de peaje (*tolling*) en los mismos términos señalados previamente.

5. *Terminal de Regasificación de Mugardos.* Este terminal se ubica en la Ría de Ferrol, dentro del término municipal de Mugardos, en la Comunidad Autónoma de Galicia. Se encuentra operando desde el año 2007. Presenta una capacidad de almacenamiento de 300.000 m³ y una capacidad de emisión de hasta 3.620.000.000 m³/año.
   Este terminal opera conforme el modelo de peaje (*tolling*) en los mismos términos señalados previamente.

6. *Terminal Bahía de Bizkaia Gas.* Este terminal se sitúa en el término municipal de Zierbena, en la provincia vasca de Bizkaia. Opera desde el año 2003. Cuenta con una capacidad de almacenamiento de 300.000 m³ y una capacidad de emisión de hasta 7.010.000.000 m³/año.
   Este terminal opera conforme el modelo de peaje (*tolling*) en los mismos términos señalados previamente.

En España existen asimismo tres terminales en construcción:

1 *Terminal de Regasificación de Tenerife.* Este terminal se ubicará en la Isla de Tenerife, en la Comunidad Autónoma de Canarias. El plazo estimado de inicio de operaciones es en el año 2011.

2. *Terminal de Regasificación de El Musel.* Este terminal se ubicará en el Puerto de El Musel, en el Municipio de Gijón, Comunidad Autónoma de Asturias. El plazo estimado de inicio de operaciones es en el año 2011.

3. *Terminal de Regasificación de Gran Canaria.* Este terminal se ubicará en la isla de su mismo nombre, en la Comunidad Autónoma de Canarias. El plazo estimado de inicio de operaciones es en el año 2012.

c. Propiedad de los terminales de regasificación y relaciones de propiedad dentro de la cadena del gas natural

A continuación nos referiremos a la estructura de propiedad de los terminales en operación y en construcción:

1. *Terminal de Regasificación de Barcelona.* Este terminal pertenece a la Empresa Nacional del Gas S.A. (Enagás). Enagás tiene intereses aguas abajo en el mercado de gas natural, en cuanto es la mayor empresa en el rubro del transporte de gas en España. Surgió como una empresa pública en 1972 y a mediados de la década del noventa fue objeto de un programa de privatización que concluyó en 1998. Actualmente el Estado participa del 5% su propiedad por medio de la Sociedad Estatal de Participaciones Industriales (SEPI).
   La Ley 62/2003 de 30 de diciembre de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social prohibió que los accionistas de Enagás participasen de forma directa o indirecta en más de un 5% de su propiedad. Esta prohibición se explica por la necesidad de garantizar su imparcialidad y neutralidad ante todos los operadores del sistema de gas, en razón de que es el Gestor Técnico de dicho sistema[11]. La designación como Gestor Técnico del Sistema Gasista fue efectuada a través del Real Decreto-Ley 6/2000, de 23 de junio[12]. Asimismo, a través del Real Decreto-Ley 6/2009 de 30 de abril, Enagás fue designado Transportista Único de la red troncal de transporte primario de gas natural.
   De conformidad con lo anterior, la estructura societaria de Enagás es la siguiente: Sagane Inversiones (5%), CIC Cajastur (5%), Bancaja Inversiones (5%), Kartera 1 (BBK) (5%), SEPI (5%), Oman Oil Holdings Spain (5%) y Capital flotante (70%)[13].
   Además del terminal de Barcelona, Enagás es propietaria de los terminales de Huelva, Cartagena y del proyecto de Gijón, y participa en un 40% de la propiedad del terminal de Bahía de Bizkaia[14].

2. *Terminal de Regasificación de Huelva.* Como se señaló previamente, este terminal pertenece íntegramente a Enagás.

---

[11] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, cit. nota.1. p.69.

[12] El artículo 64 Ley del Sector de Hidrocarburos, establece que la gestión técnica del sistema de gas consiste en propiciar el correcto funcionamiento técnico de dicho sistema y garantizar la continuidad, calidad y seguridad de suministro del gas natural, coordinando la actividad de todos los transportistas. ARIÑO ORTIZ, Gaspar. *Principios de Derecho Público Económico.* 2ª Edición, Editorial Comares, Granada, 2001. p. 706.

[13] Sitio web corporativo de ENAGAS. <En World Wide Web: http://www.enagas.es/cs/Satellite?cid=1146232428977&language=es&pagename=ENAGAS/ENAG_Texto/ENAG_pintarTextoDescripcion> [visitado el 20/11/2010].

[14] Sitio web corporativo de ENAGÁS. <En World Wide Web: http://www.enagas.es/cs/Satellite?cid=1142417697548&language=es&pagename=ENAGAS/Page/ENAG_pintarContenidoFinal> [visitado el 20/11/2010].

3. *Terminal de Regasificación de Cartagena.* Como se señaló previamente, este terminal pertenece íntegramente a Enagás.

4. *Terminal de Regasificación de Sagunto*. Este terminal es de propiedad de Saggás S.A., compañía en la que participan Infraestructuras de Gas S.A. (50%) e Iniciativas de Gas S.A. (50%).
   Son accionistas de Infraestructuras de Gas S.A., Unión Fenosa Gas (85%) y Oman Oil Holdings Spain (15%). En tanto que en Iniciativas de Gas S.A. participan RREEF Alternative Investments (60%) y Endesa Generación (40%)[15]. No cuenta con participación estatal.
   Las compañías Unión Fenosa (fusionada con la compañía Gas Natural) y Endesa participan a través de distintas sociedades en los mercados de distribución, transporte y comercialización de gas natural.

5. *Terminal de Regasificación de Mugardos.* Este terminal pertenece a Reganosa S.A., compañía cuya propiedad se divide entre Xunta de Galicia (10%), Endesa Generación (21%), Unión Fenosa Gas (21%), Grupo Tojeiro (18%), Caixa Galicia (10%), Sonatrach (10%), Banco Pastor (5%) y Caixanova (5%)[16].
   El terminal presenta participación pública a través de la Xunta de Galicia (Gobierno de la Comunidad Autónoma de Galicia).
   Las compañías Unión Fenosa (fusionada con la compañía Gas Natural) y Endesa participan a través de distintas sociedades en los mercados de distribución, transporte y comercialización de gas natural. En este último segmento también participa Sonatrach.

6. *Terminal Bahía de Bizkaia Gas.* Este terminal Pertenece a BBG S.A., empresa en la que participan el Ente Vasco de la Energía (30%), RREEF Alternative Investments (30%) y Enagás (40%). Esta empresa presenta participación pública a través del Ente Vasco de Energía (autoridad en materia de energía del Gobierno Vasco) y Enagás[17].
   Enagás participa en el mercado de transporte y el Ente Vasco de la Energía tiene intereses en una sociedad dedicada a la comercialización de gas natural.

A continuación mencionaremos la propiedad de los terminales en construcción:

1. *Terminal de Regasificación de Tenerife.* Este terminal pertenece a Gascán S.A., compañía en la que participa Sodecan, Endesa y diversas empresas

---

[15] Sitio web corporativo de SAGGAS. <En World Wide Web: http://www.saggas.com/conocenos/accionistas/> [visitado el 20/11/2010].

[16] Sitio web corporativo de REGANOSA. <En World Wide Web: http://www.reganosa.com/web/index.php?idioma=es&seccion= 60&desglose=10 [visitado el 20/11/2010].

[17] Sitio web corporativo de BBG. <En World Wide Web: http://www.bahiasdebizkaia.com/pdf/NOTA_BBG_27072010_c.pdf >[visitado el 20 de 20/11/2010].

privadas de Canarias[18]. Presenta participación pública a través de Sodecan (Sociedad para el Desarrollo Económico de Canarias S.A.).

2. *Terminal de Regasificación de El Musel.* Este terminal pertenece a Enagás.

3. *Terminal de Regasificación de Gran Canaria.* Este terminal pertenece a Gascán.

Finalmente, en lo que respecta a las relaciones de propiedad entre suministradores de GNL y propietarios de terminales, es destacable el caso de Stream, compañía que satisface el 25% de la capacidad total reservada de regasificación, con actividad en todos los puertos de regasificación españoles.

Se trata de un *joint venture* entre Repsol y Gas Natural Fenosa[19], compañías presentes en toda la cadena de valor del GNL[20].

En los mercados aguas arriba (exploración, producción y licuefacción) la gestión se lleva a cabo a través de *joint ventures* o compañías de licuefacción entre Repsol y Gas Natural Fenosa.

Stream opera asimismo en los mercados intermedios de la cadena de valor del GNL, particularmente en el transporte marítimo y en las actividades de marketing y *trading* de GNL.

Según un informe de la Comisión Nacional de Energía que evaluó el mercado del gas durante el período 2006-2008, el Grupo Gas Natural importó sobre el 41% del gas natural durante todo el periodo considerado. Otros actores relevantes son Iberdrola y Unión Fenosa (hoy propiedad de Gas Natural Fenosa), compañías cuyas importaciones durante 2008 alcanzaron cuotas en torno al 12%; Endesa con el 8%; Cepsa y Naturgas con el 4%; Shell con el 3%; y BP, en torno al 2%[21].

Un dato que no hay que dejar de considerar es la participación en la capacidad de emisión de los terminales de GNL. En este segmento, Unión Fenosa (hoy propiedad de Gas Natural

---

[18] Sitio web corporativo de GASCAN. <En World Wide Web: http://www.gascan.es/web-es/quienes-somos> [visitado el 20/11/2010].

[19] Gas Natural Fenosa es fruto de la adquisición de Unión Fenosa por la empresa Gas Natural. Esta operación fue autorizada con condiciones por la Comisión Nacional de Competencia (CNC) a través de la resolución de 11 de febrero de 2009. Hasta antes de la operación de concentración entre ambas empresas, Gas Natural era dueña del 5% de Enagás. La venta fue una de las condiciones a las que se encontraba sujeta la fusión. Se puede acceder a la resolución de la CNC a través del siguiente link: http://www.cncompetencia.es/Inicio/Expedientes/tabid/116/Default.aspx?numero=C0098/08&ambito=Concentraciones [visitado el 20/11/2010].

[20] Sitio web corporativo de Stream. <En World Wide Web: http://www.streamrgn.com/servlet/BlobServer?blobcol=urlarchivo&blobtable=Fichero&blobkey=id&blobwhere=1236270217882&blobheader=application/pdf> [visitado el 20/11/2010].

[21] Comisión Nacional de Energía. *Informe sobre la Evolución de la Competencia en los Mercados del Gas y la Electricidad*, 2006-2008. 2008. <En World Wide Web: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA-competencia-010.pdf > [visitado el 24/11/2010], p. 4.

Fenosa) participa en un 10,6%; Endesa en un 6,8%; Sonatrach en un 1,7%; Enagás en un 54,2%; y en el 26,8% restante participan otros propietarios[22].

3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL

En el derecho español existen normas específicas de GNL y de la industria de regasificación, pero éstas se encuentran incorporadas en cuerpos normativos generales.

En el marco regulatorio del GNL conviven normas nacionales (leyes, reales decretos leyes y reales decretos[23]), con cuerpos normativos comunitarios (directivas y reglamentos de la Unión Europea (UE)).

La norma más relevante en la materia es la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos (LSH), por medio de la cual se establecen las bases de la institucionalidad del GNL, creando el órgano regulador sectorial, la Comisión Nacional de Energía (CNE). La ley asimismo incorpora al ordenamiento español las disposiciones de la Directiva 98/30/CE.

A partir de la dictación de la LSH en el sector del gas se adopta el sistema de regulación para la competencia. En este sentido, establece la obligatoriedad de separación de actividades tanto a nivel contable, como a nivel jurídico y estatuye el deber de permitir acceso de terceros a las instalaciones. Además, atribuye a los consumidores el derecho de escoger entre distintos comercializadores de gas natural[24]. Hasta antes de su dictación existía un monopolio en el que el grupo Gas Natural SDG desempeñaba todas las actividades de la industria del gas natural[25].

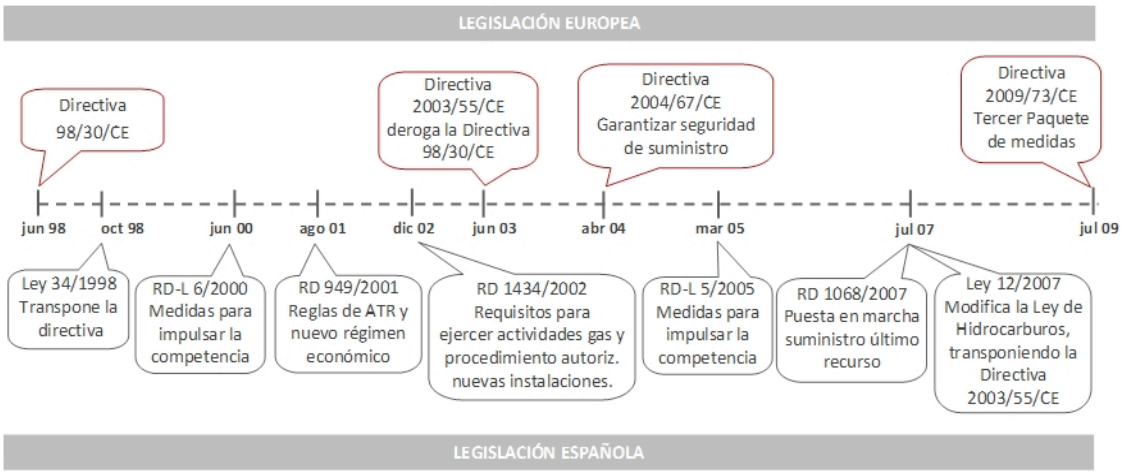
También es relevante la Ley 12/2007, de 2 de julio, que modificó la LSH con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE (artículos 18, 19, 20 y 22)[26].

Por su parte, los aspectos más específicos de la regulación han sido detallados a través de distintos reales decretos leyes y reales decretos.

La figura que se presenta a continuación grafica cómo ha evolucionado el marco normativo del gas natural en los últimos 12 años[27].

---

[22] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, cit. nota. 1. p.101.
[23] Los reales decretos leyes tienen rango de ley. Los reales decretos, por su parte, son de menor rango que las leyes y los reales decretos leyes.
[24] CNE. DIRECCIÓN DE GAS, SUBDIRECCIÓN DE TRANSPORTES, DISTRIBUCIÓN Y CALIDAD DE SERVICIO. *El sector, la regulación y el suministro de gas natural.* 2009. <En World Wide Web: http://www.cne.es/cne/doc/ConsumidoresCursosFormacion/cursoformacionsantiago2009/PDF5BIS1ModuloIIPto2.pdf> [visitado el 25/11/2010]. p. 12.
[25] ENERGÍA Y SOCIEDAD. *Marco normativo básico e instituciones de regulación y supervisión.* <En World Wide Web: http://www.energiaysociedad.es/detalle_material_didactico.asp?id=45&secc=2#_ftn5> [visitado el 22/11/2010].
[26] CNE: DIRECCION DE GAS Cit. Nota n. 24, p. 9.
[27] ENERGÍA Y SOCIEDAD. cit. nota. 25.



a. Regulación principal

1. *Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y sus modificaciones (LSH).* Esta ley regula el sector de los hidrocarburos, incluidos el gas natural y GNL, reglamentando las actividades de exploración, transporte, distribución y comercialización de los hidrocarburos líquidos y gaseosos, incluyendo la regasificación del GNL.

   Asimismo, crea al órgano regulador sectorial, la Comisión Nacional de Energía (CNE), y distribuye diversas potestades referidas al GNL entre la CNE, el Gobierno, la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas.

   La LSH encomienda diversas funciones a la CNE, dentro de las que destaca la dictación de normativa general tendiente a desarrollar y ejecutar las normas genéricas de mayor rango, el ejercicio de facultades consultivas y propositivas, y la resolución de ciertos conflictos que tengan lugar entre los distintos agentes de los distintos mercados del sector energético.

   Al Gobierno, por su parte, le atribuye competencias para planificar distintos aspectos relacionados con los hidrocarburos, dictar normativa general, decidir la intervención de ciertas empresas y fijar las tarifas en los casos en que corresponda.

   En lo que respecta a la Administración General del Estado, la LSH le otorga competencia para la dictación de normativa especial en distintos ámbitos, como lo es la autorización de instalaciones que integran la Red Básica de Gas, dentro de las que se encuentran los terminales de regasificación. Además, le confiere potestad para inspeccionar el cumplimiento de ciertas normas técnicas, económicas y de seguridad, y la llama a ejercer potestades sancionatorias dentro del ámbito de sus atribuciones.

   Finalmente, la LSH encarga a las Comunidades Autónomas el desarrollo de planificación, la dictación de normativa, y el ejercicio de funciones inspectoras y sancionatorias, dentro de sus propios ámbitos de competencia.

   Como ya se señaló, en la LSH se establecen los aspectos principales del régimen económico del GNL y del derecho de acceso de terceros, materias que son reguladas en detalle por el Real Decreto 949/2001. Del mismo

modo, la LSH reglamenta de manera general el régimen de autorizaciones de los terminales de GNL, el que ha sido minuciosamente regulado por el Real Decreto 1434/2002 (Reglamento de la LSH).

2. *Ley 12/2007, de 2 de julio*. Esta ley modifica la Ley 34/1998 con el fin de adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/55/CE. Las principales modificaciones introducidas por esta ley están referidas a la definición de los sujetos, al régimen jurídico de las actividades, especialmente en cuanto se refiere a la separación jurídica y funcional de las actividades reguladas, y al régimen económico del sistema a través de la creación de la denominada "tarifa de último recurso". Es decir, efectúa una reforma general con la que se pretende dar un paso más en el proceso de liberalización hacia el régimen de libre competencia. Asimismo, modifica el régimen sancionador establecido en la LSH, agregando a la normativa vigente más conductas que serán consideradas infracciones[28].

3. *Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto y sus respectivas modificaciones.* Mediante este decreto se regula en detalle el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y se establece un sistema económico integrado del sector de gas natural.

4. *Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre (Reglamento de LSH)*. Mediante este decreto se regulan los procedimientos de autorización de instalaciones de GNL.

b. Regulación de detalle

1. *Real Decreto-ley 6/2000, de 23 de junio, de medidas urgentes de intensificación de la competencia en mercados de bienes y servicios (RD-L 6/2000)*. Por medio de esta norma se designa a la empresa Enagás S.A. como Gestor Técnico del Sistema Gasista.

2. *Real Decreto-ley 5/2005, de 11 de marzo, de reformas urgentes para el impulso a la productividad y para la mejora de la contratación pública.* En materia de hidrocarburos (Capítulo IV) implementa medidas para impulsar la competencia, como la incorporación de los conceptos de operador principal y operador dominante, la modificación del concepto de consumidor cualificado, y la agregación de más excepciones a la obligación de prestar acceso a terceros, entre otras medidas.

3. *Real Decreto-ley 1/2009, de 23 de febrero, de medidas urgentes en materia de telecomunicaciones.* En su capítulo 3 crea la Oficina de defensa del consumidor de productos energéticos.

[28] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. *Organización y Control del Sector del Gas Natural.* (Doctor en Derecho). Madrid, España. Universidad Complutense de Madrid, Facultad de Derecho, 2009. p.139.

4. *Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, que aprobó el reglamento de la CNE (RCNE).*

5. *Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio*. Este decreto regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

6. *Real Decreto 1068/2007, de 27 de julio*. Este decreto regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector del gas natural (RD-SUR).

4. Entes reguladores

Los principales órganos reguladores en materia de GNL son: el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, particularmente dentro de este la Dirección General de Política Energética y Minas, de la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Energía (CNE).

a. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio

A este Ministerio le corresponde la potestad normativa para autorizar las instalaciones que integran la red básica de gas natural, así como aquellas otras instalaciones de transporte secundario y de distribución, a que se refiere la LSH, cuando salgan del ámbito territorial de una Comunidad Autónoma. Dentro de la lista de instalaciones que integran la Red Básica del Gas Natural se encuentran los terminales.

Al Ministerio le corresponde determinar los peajes por el uso de instalaciones afectas al derecho de acceso por parte de terceros así como las tarifas de último recurso. Los peajes y cánones de los servicios básicos son: el peaje de regasificación, los peajes de transporte y distribución, y los cánones de almacenamiento subterráneo y de almacenamiento de GNL.

En materia de potestad fiscalizadora le corresponde inspeccionar, en el ámbito de su competencia, el cumplimiento de las condiciones técnicas y, en su caso, económicas, que resulten exigibles, así como inspeccionar el cumplimiento del mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de los operadores al por mayor que resulten obligados.

El Ministerio tiene potestades sancionatorias en relación a las atribuciones de las cuales es titular, distinguiendo entre las infracciones muy graves, graves y leves, vinculadas a la realización de actividades sin la correspondiente autorización, la realización de actividades defectuosas y el incumplimiento de las obligaciones propias de la actividad. En el ejercicio de esta potestad se somete a la Ley de Régimen Jurídico y Procedimiento Administrativo Común.

b. Comisión Nacional de Energía (CNE)

La CNE es el ente regulador de los sistemas energéticos, entendiendo por éstos al mercado eléctrico y los mercados de hidrocarburos, tanto líquidos como gaseosos. El objetivo de ella

es velar por la competencia efectiva en estos mercados, y por la objetividad y transparencia de su funcionamiento.

La CNE es un organismo público con personalidad jurídica y patrimonio propio, dependiente del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio[29].

La Comisión Nacional de Energía, además de las funciones establecidas en la legislación vigente y con objeto de garantizar la ausencia de discriminación y un funcionamiento eficaz del mercado, debe supervisar distintos aspectos en el sector del gas natural, destacando los referidos a la separación efectiva de cuentas con objeto de evitar subvenciones cruzadas entre actividades de transporte, distribución, almacenamiento y suministro y la definición de las condiciones de acceso al almacenamiento.

A su vez, participa, mediante propuesta o informe, en el proceso de elaboración de los proyectos sobre determinación de tarifas, peajes y retribución de las actividades energéticas.

El ejercicio de sus potestades de inspección es a petición del Ministerio o bien de las Comunidades Autónomas, especialmente en relación a las condiciones técnicas de las instalaciones; el cumplimiento de los requisitos establecidos en las autorizaciones; las condiciones económicas y actuaciones de los sujetos en cuanto puedan afectar a la aplicación de las tarifas, precios y criterios de remuneración de las actividades energéticas; la correcta facturación y condiciones de venta de las empresas distribuidoras y comercializadoras a consumidores y clientes cualificados; la calidad del servicio, y la efectiva separación de estas actividades cuando sea exigida.

De conformidad a la ley la CNE carece de potestad sancionatoria[30].

5. Autorización de instalación de terminales

Las autorizaciones de instalación de terminales GNL son conferidas por las Comunidades Autónomas en cuanto actividad industrial, sólo cuando los terminales de GNL no afecten a otras Comunidades o al transporte o la distribución no salga de su ámbito territorial.

Si las instalaciones exceden o afectan a más de una Comunidad, los terminales deben ser autorizados por el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado

En España el órgano encargado de velar por la competencia de los mercados es la Comisión Nacional de la Competencia (CNC). La CNC es un organismo independiente del Gobierno y ejerce sus facultades transversales sobre todos los mercados y en todo el territorio

[29] CNE sitio web institucional. <En World Wide Web: http://www.cne.es/cne/contenido.jsp?id_nodo=3&&&keyword=&auditoria=F> [visitado el 21/11/2010].
[30] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. cit. nota. 28, p. 622.

español. Entre sus funciones se encuentra la coordinación de las actuaciones de los reguladores sectoriales y de los órganos competentes de las Comunidades Autónomas, así como la cooperación con los órganos judiciales competentes[31]. La CNC está dividida internamente en una Dirección de Investigación y en un Consejo que realiza con independencia las funciones de instrucción y resolución de los casos[32].

Por su parte, la LSH también asigna a la CNE algunas potestades en materia de competencia, entre ellas la obligación de velar por el respeto de los principios de la libre competencia (función duodécima, numeral primero, sección tercera de la Disposición Adicional Undécima LSH). Ahora, su rol es instrumental, pues como explica López Cárcamo, la propia LSH establece que cuando la CNE detecte indicios de prácticas anticompetitivos los debe poner en conocimiento de la CNC[33].

La CNE también posee facultades en el ámbito de la competencia en lo que se refiere a autorización previa en materia de adquisición de participaciones (función decimocuarta, numeral primero, sección tercera de la Disposición Adicional Undécima LSH). Se requiere autorización de la CNE en tres supuestos:

1. En los casos en que las adquisiciones sean realizadas "por sociedades con actividades que tienen la consideración de reguladas o actividades que estén sujetas a una intervención administrativa que implique una relación de sujeción especial, tales como: las actividades de almacenamiento de gas natural o de transporte de gas natural por medio de gasoductos internacionales que tengan como destino o tránsito el territorio español".
2. En los casos en que pretenda "la adquisición de participaciones en un porcentaje superior a un 10% del capital social o cualquier otro que conceda influencia significativa, realizada por cualquier sujeto en una sociedad que, por sí o por medio de otras que pertenezcan a su grupo de sociedades, desarrolle alguna de las actividades mencionadas en el párrafo anterior de este apartado 1".
3. Por último, también se requiere autorización "cuando se adquieran directamente los activos precisos para desarrollar las citadas actividades".

Asimismo, la CNE tiene la facultad de informar en materia de operaciones de concentración de empresas o toma de control de compañías energéticas (función decimocuarta, numeral primero, sección tercera de la Disposición Adicional Undécima LSH). Conforme a la ley, la CNE debe

> "informar preceptivamente sobre las operaciones de concentración de empresas o de toma de control de una o varias empresas energéticas por otra que realice actividades en el mismo sector cuando las mismas hayan de ser sometidas al Gobierno para su decisión, de acuerdo con la legislación vigente en materia de competencia".

[31] Sitio web institucional de la COMISIÓN NACIONAL DE LA COMPETENCIA. http://www.cncompetencia.es/Inicio/ConocerlaCNC/QueeslaCNC/tabid/77/Default.aspx [visitado el 22/11/2010].
[32] Sitio web institucional de la COMISIÓN NACIONAL DE LA COMPETENCIA. http://www.cncompetencia.es/Inicio/ConocerlaCNC/QueeslaCNC/tabid/77/Default.aspx [visitado el 22/11/2010].
[33] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. cit. nota 28. p. 594.

Por último, la CNE puede limitar la participación de firmas en un "operador principal" y en un "operador dominante" (artículo 34 RD-Ley 6/2000). El objetivo de la norma está claramente expresado en la exposición de motivos que señala que con esta regulación se "pretende prevenir la coordinación de comportamientos competitivos de operadores de determinados mercados en proceso de liberalización derivada de la presencia de accionistas comunes". Por tanto, se trata de una tarea específica, referida a la limitación de participación en más de uno de los denominados "operadores principales de acuerdo con determinados supuestos, condiciones y mercados"[34].

Desde un punto de vista sustantivo, la relación entre regulación sectorial y derecho de la competencia es siempre compleja, pues en principio el derecho de la competencia — incluyendo restricciones relativas a instalaciones esenciales, negativas de venta y otras cláusulas o condiciones que puedan afectar la competencia— mantiene su vigencia. Ahora bien, existiendo normativa especial que considera detalladamente aspectos de competencia, es poco factible que las autoridades de la competencia utilice dicha normativa general para desestructurar una regulación sectorial que contempla programas de política cuidadosamente diseñados.

En cuanto a la coordinación entre la CNC y los reguladores sectoriales, el artículo 17 de la Ley de Defensa de la Competencia regula la materia con detalle, exigiendo coordinación y cooperación entre los distintos órganos del Estado, incluyendo reuniones periódicas de coordinación y comunicaciones y consultas formales entre unos y otros. Cabe destacar que el caso español tiene precedentes de colaboración exitosa entre órganos sectoriales y de protección a la competencia. La CNE remitió al órgano antecesor de la CNC una denuncia por abuso de posición dominante en contra el Grupo Gas Natural Comercializadora S.A. por obstaculizar contractualmente el acceso de terceros a la capacidad de regasificación del mercado. Como explica López:

> [E]sta denuncia concluyó con la resolución del Tribunal de Defensa de la Competencia, de 16 de junio de 2005, por la que se declara «que el Grupo Gas Natural ha incurrido en una práctica prohibida por el artículo 6 de la Ley de Defensa de la Competencia y por el artículo 82 del Tratado de la Unión Europea, por haber obstaculizado por vía contractual el acceso de terceros a la capacidad de regasificación, acceso esencial para el suministro de gas natural en el mercado español»[35].

7. Solución de Controversias

a. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores

La LSH[36] establece que en contra de las resoluciones que dicte la CNE en el ejercicio de la generalidad de sus funciones, así como en contra de los actos de trámite en las mismas materias que determinen la imposibilidad de continuar el procedimiento o produzcan indefensión, podrá interponerse un recurso de alzada ante el Ministro de Industria y

[34] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. cit. nota. 28. p. 603.
[35] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. . cit. nota. 28. p. 596.
[36] Disposición adicional undécima, apartado tercero, número 5 LSH.

Turismo y Comercio.

En caso de acoger el recurso el Ministro deberá enmendar conforme derecho el acto impugnado. La resolución que resuelve este recurso pone fin a la vía administrativa, razón por la cual en su contra procede el recurso contencioso administrativo que es conocido por los tribunales contencioso administrativos.

Los tribunales contencioso administrativos son parte del Poder Judicial Español, y son los llamados a ejercer el control jurisdiccional de las potestades que le permiten dictar actos administrativos a la Administración Pública, y de la potestad reglamentaria del Gobierno Español.

Existen dos casos en los cuales no procede el recurso de alzada: (i) cuando la CNE efectúa las liquidaciones correspondientes a los ingresos obtenidos por tarifas y peajes relativos al uso de las instalaciones de la Red Básica, transporte secundario y distribución; y (ii) cuando resuelve los conflictos que le son planteados en relación con la gestión técnica del sistema de gas natural[37]. En estos casos, en contra de dichas decisiones proceden los recursos generales de la ley de Procedimiento Administrativo Común[38].

b. Controversias entre particulares

La normativa española contempla tres tipos de procesos para la resolución de conflictos entre particulares, dependiendo de la causal del conflicto. Todos ellos se sustancian ante la CNE. A continuación nos referiremos a ellos.

1. *Arbitraje en conflictos que se susciten entre los distintos sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico o de hidrocarburos.* De acuerdo a la función novena de la sección tercera de la disposición adicional undécima LSH, la CNE tiene la facultad de actuar como órgano arbitral en los conflictos que se susciten entre los sujetos que realicen actividades en el sector eléctrico o de hidrocarburos y entre los consumidores cualificados[39].
   El arbitraje es voluntario y se debe sustanciar conforme a lo dispuesto por la Ley 60/2003, de 23 de diciembre, de Arbitraje, y de acuerdo a los artículos 7 al 13 del Real Decreto 1339/1999, de 31 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de la CNE (RCNE). El procedimiento cuenta con la particularidad de ser gratuito, excepto en lo que se refiere a la práctica de pruebas[40] y de no tener el carácter de público. Para la práctica de diligencias

[37] Disposición adicional undécima, apartado tercero, números 5 y 3 LSH.
[38] Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.
[39] Según la CNE son consumidores cualificados aquellos "que pueden adquirir el gas directamente de los productores o bien a través de comercializadores en condiciones libremente pactadas. El nivel de consumo mínimo establecido para ser Cliente Cualificado, está regulado por ley en diferentes periodos". COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. *La Regulación del Mercado del Gas Natural en España*. <En World Wide Web: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/informe_sectores/1999/gas/chap4.pdf> [visitado el 21/11/2010], p. 116.
[40] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. Cit. nota. 28, p.624.

probatorias la CNE puede solicitar colaboración a los órganos de la Administración General del Estado, los que deben prestarla con la mayor celeridad posible (artículo 10 del Real Decreto 1339/1999). Sin perjuicio de que se trata de un procedimiento escrito, la CNE de oficio o a petición de las partes podrá acordar la celebración de la vista oral.

En cuanto al quórum para fallar, el artículo 12 del RCNE señala que la mayoría requerida para la dictación del laudo debe ser de "al menos, cinco de los miembros que constituyen el Consejo de Administración de la Comisión".

De acuerdo a las reglas generales del Título VII de la Ley de Arbitraje, en contra del laudo proceden los recursos de nulidad (nómina muy restringida de causales) y de revisión de la Ley de Enjuiciamiento Civil. El artículo 43 de la Ley de Arbitraje señala que una vez que el laudo está firme sólo procede en su contra la revisión ante los tribunales con jurisdicción en lo civil.

2. *Resolución de los conflictos que tengan lugar con motivo de la gestión del sistema.* De acuerdo al numeral tres de la sección tercera, de la disposición adicional undécima LSH y al artículo 14 del RCNE, la CNE tiene la facultad de conocer todas las controversias que tengan lugar con motivo de la gestión del sistema gasista.

Estos conflictos pueden resultar relevantes para la industria de regasificación de GNL, debido a que el gestor técnico es responsable de la operación y gestión técnica de la Red Básica[41] de la cual forman parte los terminales de regasificación[42].

Cualquiera de las partes afectadas podrá interponer el recurso ante la CNE. El procedimiento se sustanciará de conformidad con los principios generales previstos en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo[43].

La resolución de la CNE establece si la decisión del gestor técnico del sistema que motiva la contienda se ajusta o no a derecho. Además, el regulador sectorial puede conminar al gestor para que proceda de determinada manera.

En contra de la decisión de la CNE proceden los recursos administrativos de reposición alzada y extraordinario[44]. Estos recursos no suspenden la ejecución del acto impugnado o en revisión.

No procede la revisión judicial de las decisiones de primer grado (o "instancia") de la CNE. Sin embargo, respecto de los actos que resuelven los recursos intentados en contra de dichas resoluciones, procede el recurso contencioso administrativo ante los tribunales contenciosos administrativos pertenecientes al poder judicial, siempre que éstos pongan fin a la vía administrativa.

[41] Artículo 64.1 LSH.
[42] Artículo 59.2.b. LSH.
[43] Artículo 16 del RCNE.
[44] Ley 30/1992.

3. *Resolución de los conflictos sobre derecho de acceso de terceros a redes*. De acuerdo a la función decimotercera de la sección tercera de la disposición adicional undécima LSH, la CNE tiene la facultad de conocer los conflictos sobre el derecho a acceso propiamente tal y sobre los conflictos que surgen con motivo de la formalización del derecho de acceso[45]. En el primer caso la CNE conocerá de la controversia cuando a un tercero se le deniegue en forma injustificada el acceso. En el segundo caso, la CNE conocerá de la controversia[46] cuando la misma se refiera a los contratos por medio de los cuales se pretende formalizar el acceso y cuando dichas discrepancias tengan por objeto la efectividad o las condiciones de ejercicio del derecho de acceso.

   De acuerdo al artículo 16 del RCNE, la tramitación de los conflictos deberá respetar los principios generales de procedimiento previstos en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

   Si el conflicto es motivado por la denegación de acceso a las instalaciones, la decisión obligará al operador del terminal de GNL a dar acceso o declarará que se encuentra justificada alguna causal de denegación. En el evento de que el conflicto tenga origen en la celebración de un contrato, la decisión señalará si la cláusula o condición objeto de la discusión se ajusta o no a la regulación y al contrato modelo.

   De acuerdo a las reglas generales de la Ley 30/1992, en contra de la decisión de la CNE proceden los recursos administrativos de reposición, alzada y extraordinario. Estos recursos no suspenden la ejecución del acto impugnado o en revisión.

   No procede la revisión judicial de las decisiones de primer grado (o "instancia") de la CNE. Sin embargo, respecto de los actos que resuelven los recursos intentados en contra de dichas resoluciones, procede el recurso contencioso administrativo, siempre que éstos pongan fin a la vía administrativa.

A efecto de ilustrar las principales diferencias entre los mecanismos de solución de controversias que han sido expuestos, a continuación se presenta un esquema comparativo de las funciones arbitral y resolutoria de conflictos de la CNE[47]:

---

[45] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. cit. nota. 28, p. 611.

[46] Artículo 16 RCN.

[47] SERRANO GONZÁLEZ, Marina. *La Regulación del Acceso de Terceros a la Red Eléctrica*. <En World Wide Web: http://docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:QUiQOmzUZKQJ:www.ariae.org/pdf/CursoRegulacionColombia/ponencias/CNE%2520Espa%25F1a/CNE_Marina%2520Serrano/ACCESO%2520A%2520LAS%2520REDES%2520ELECTRICA.ppt+La+regulaci%C3%B3n+del+acceso+de+terceros+a+la+red+el%C3%A9ctrica&hl=es&gl=es&pid=bl&srcid=ADGEESiiGqIye38I2E7__L11eBDgAbcGyRa6uWjDkVfnANETMdCzR2n13M9bpo1wckdfYNv44Z7p8MUBXPQf3YNoMB1uu7Kj96U_9R3wRUes8xMckFi5oO2em0tA6oS1qQbp1yl&sig=AHIEtbTcBpOmrzT3gSg7Gm3K7jeRJdXWiA> [visitado el 22/11/2010].

Función Arbitral	Función Resolutoria de Conflictos
Función de derecho privado.	Función de derecho público.
Sujeta a la Ley 60/2003, de 23 de diciembre, de Arbitraje.	Sujeta a la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, y normativa reglamentaria.
Voluntaria para las partes, sobre materias de libre disposición.	Obligatoria, sobre las materias establecidas en las disposiciones legales.
Revisión del laudo arbitral ante la jurisdicción civil (por causas tasadas).	Revisión en vía administrativa y/o ante la jurisdicción contencioso-administrativa.

c. Jurisprudencia relevante

1. *Resoluciones de la CNE conociendo controversias surgidas con motivo de la gestión del sistema.* En la base de datos del sitio web de la CNE[48] existen siete resoluciones referidas a este tipo de conflictos. Sólo una de ellas guarda relación con terminales de regasificación. Es el caso de la resolución en el procedimiento de conflicto de gestión técnica del sistema, instado por Iberdrola S.A. contra Enagás S.A. (CGET 5/2006).
   El conflicto tuvo lugar porque Iberdrola (operadora de generadoras termoeléctricas de ciclo combinado) solicitó a Enagás (Gestor Técnico del Sistema Gasista) que le redujera su capacidad de gasificación en el terminal de GNL de Barcelona, en razón de que pretendía comenzar a importar el GNL que utilizaban sus termoeléctricas a través del terminal de Sagunto. Enagás se negó a esta solicitud, argumentando la existencia de excesivo tráfico en el Eje de Levante (gasoducto), que podría afectar a las emisiones desde el terminal de Sagunto.
   La CNE resolvió que el actuar de Enagás se ajustó a derecho, pero conminó al Gestor Técnico a que estableciera los criterios, mecanismos y procedimientos para resolver, en lo sucesivo, los problemas de congestión del Eje de Levante; además de dar la publicidad adecuada a tales criterios, mecanismos y procedimientos.

2. *Resoluciones de la CNE conociendo controversias relativas al derecho de acceso de terceros a redes.* La CNE cuenta con una base de datos de 158 decisiones[49], en su mayoría referidas a controversias vinculadas al acceso a redes eléctricas. Tan sólo 11 de ellas corresponden a conflictos de acceso de terceros a terminales de regasificación.
   A continuación se mencionan dos ejemplos de resoluciones por conflictos de acceso a la red de gas.

[48] Es posible acceder a la base de datos a través del siguiente vínculo: http://tau.cne.es/cgi-bin/BRSCGI.EXE?CMD=VERLST&BASE=PUBL&DOCS=120&OPDEF=%26&SORT=FECH&SEPARADOR=&TITU-C=&OP1=O&CODI-C=cgts&OP1=Y&AUDP-C=&OP2=Y&MATE-C=&OP2=Y&DESC-C=&OP2=Y&DESC-C=&OP3=Y&@FECH [visitado el 22/11/2010].

[49] Es posible acceder a la base de datos a través del siguiente vínculo: http://tau.cne.es/cgi-bin/BRSCGI.EXE?CMD=VERLST&BASE=PUBL&DOCS=120&OPDEF=%26&SORT=FECH&SEPARADOR=&TITU-C=&OP1=Y&CODI-C=CATR&OP1=Y&AUDP-C=&OP2=Y&MATEC=&OP2=Y&DESC-C=&OP3=Y&@FECH-GE=&OP4=Y&@FECH-LE= [visitado el 22/11/2010].

(1) Resolución del conflicto de acceso entre una empresa comercializadora y un terminal regasificador por la limitación en la descarga de buques prevista para el acceso al terminal de regasificación (C.A.T.R. 94/2008). Dictada el 5 de marzo de 2009 (en la resolución se han suprimido los nombres de las partes).

En este caso el conflicto se refiere a la formalización del derecho de acceso (contrato). La comercializadora que plantea el conflicto sostiene que el terminal de GNL ha incorporado una cláusula al contrato que desde su perspectiva importaría una limitación ilegítima al derecho de acceso, al contravenir lo establecido en el contrato modelo. En dicho acto se estipulaba que cualquier condición no estándar debía tener la adecuada difusión entre todos los usuarios, lo que no habría tenido lugar en este caso.

La cláusula en cuestión establece que la comercializadora sólo tendrá derecho a descargar buques cuando la viabilidad de la descarga de otros buques de usuarios con contrato de regasificación lo permita. En adición a ello, la cláusula limita la cantidad de descarga posible.

El terminal señaló que esta limitación buscaba evitar la utilización por períodos prolongados del almacenamiento disponible, imposibilitando descargas de otros buques. Añadió que era una práctica usual el establecimiento de este tipo de limitaciones, lo que no implicaba la inobservancia del contrato estándar.

La CNE rechazó la solicitud de eliminación de la cláusula, concluyendo que ésta no resultaba ilegítima, pues no implicaba una vulneración a los principios de objetividad, transparencia y no discriminación que debían guiar el ejercicio del derecho de acceso de terceros.

(2) Resolución del conflicto de acceso entre AES Energía Gartagena, S.R.L. y Enagás S.A. (CATR 3/2002)

En este caso el conflicto tuvo lugar porque Enagás (terminal regasificador) condicionó el derecho de acceso de AES Energía a la suscripción de ciertas garantías personales, las que AES Energía consideró desproporcionadas. Las condiciones y montos de las garantías fueron especificadas con posterioridad a la celebración del contrato por medio del cual se formalizó el derecho de acceso de AES Energía, en virtud de una cláusula de dicha convención que establecía que tales aspectos serían determinados en una segunda etapa de negociación.

Enagás sostuvo que tales garantías se encontraban dentro de las condiciones que habitualmente se exigían a terceros que pretendían acceder a instalaciones.

La CNE accedió a la solicitud de AES Energía, obligando a Enagás a permitirle acceso a su infraestructura, en consideración de que entre las causas de denegación de acceso (establecidas en el artículo 8 del Real Decreto 949/2001) no se encuentra motivo alguno relacionado con el incumplimiento de una obligación de suscripción de garantías.

8. Integración vertical

En España se prohíbe la integración vertical entre empresas operadoras o dueñas de terminales de GNL y otras que cumplan distintos roles dentro de la cadena del GNL, particularmente en las calidades de cargadores/usuarios del terminal y suministradores de gas. Por excepción, se permite que sociedades de un mismo grupo empresarial desarrollen la operación de terminales de GNL y otras actividades de la cadena del GNL, pero siempre que exista autonomía decisional en la gestión del terminal. El artículo 63, denominado "Separación de actividades", de la Ley 34/1998, del Sector de Hidrocarburos, dispone lo siguiente:

> 1. Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas de regasificación, almacenamiento básico, transporte y distribución a que se refiere el artículo 60.1 de la presente Ley deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción o comercialización ni tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades.
> 2. Los transportistas que operen alguna instalación comprendida en la red básica de gas natural, definida en el punto 2 del artículo 59 deberán tener como único objeto social en el sector gasista la actividad de transporte definida en el apartado a) del artículo 58, pudiendo incluir entre sus activos gasoductos de la red secundaria de transporte, debiendo llevar en su contabilidad interna cuentas separadas de las actividades de regasificación, almacenamiento y transporte.
> 3. No obstante, un grupo de sociedades podrá desarrollar actividades incompatibles de acuerdo con la Ley, siempre que sean ejercitadas por sociedades diferentes, y se cumplan los siguientes criterios de independencia:
>
> (1) Las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas no podrán participar en estructuras organizativas del grupo empresarial que sean responsables, directa o indirectamente, de la gestión cotidiana de actividades de producción o comercialización.
>
> (2) Los grupos de sociedades garantizarán la independencia de las personas responsables de la gestión de sociedades que realicen actividades reguladas mediante la protección de sus intereses profesionales. En particular, establecerán garantías en lo que concierne a su retribución y su cese.
>
> Las sociedades que realicen actividades reguladas y las personas responsables de su gestión que se determine no podrán poseer acciones de sociedades que realicen actividades de producción o comercialización. Además, las sociedades que realicen actividades reguladas así como sus trabajadores no podrán compartir información comercialmente sensible con las empresas del grupo de sociedades al que pertenecen en el caso de que éstas realicen actividades liberalizadas.
>
> (3) Las sociedades que realicen actividades reguladas tendrán capacidad de decisión efectiva, independiente del grupo de sociedades, con respecto a activos necesarios para explotar, mantener, o desarrollar las instalaciones de regasificación de gas natural licuado, y de transporte, almacenamiento, y distribución de gas natural.
>
> No obstante, el grupo de sociedades tendrá derecho a la supervisión económica y de la gestión de las referidas sociedades, y podrán someter a aprobación el plan financiero anual, o instrumento equivalente, así como establecer límites globales a su nivel de endeudamiento.
>
> En ningún caso podrá el grupo empresarial dar instrucciones a las sociedades que realicen actividades reguladas respecto de la gestión cotidiana, ni respecto de decisiones particulares referentes a la construcción o mejora de activos de regasificación de gas natural licuado, y de transporte, almacenamiento, y distribución de gas natural, siempre que no se sobrepase lo establecido en el plan financiero anual o instrumento equivalente.

(4) Las sociedades que realicen actividades reguladas establecerán un código de conducta en el que se expongan las medidas adoptadas para garantizar el cumplimiento de lo estipulado en los apartados a), b) y c) anteriores. Dicho código de conducta establecerá obligaciones específicas de los empleados, y su cumplimiento será objeto de la adecuada supervisión y evaluación por la sociedad.

Anualmente, se presentará un informe al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, y a la Comisión Nacional de Energía, que será publicado, indicando las medidas adoptadas para el cumplimiento de lo estipulado en los apartados a), b) y c) anteriores.

4. Sin perjuicio de lo establecido en el apartado 1, cualquier adquisición de participaciones accionariales por parte de aquellas sociedades mercantiles que desarrollen actividades reguladas exigirá la obtención de la autorización previa a que se refiere la disposición adicional undécima, tercero 1, de esta Ley.

9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación

a. Obligación de acceso

La regulación española establece la obligación de acceso de terceros a las instalaciones de la red básica y a las instalaciones de transporte. El acceso se debe hacer efectivo cumpliendo con las condiciones técnicas y económicas establecidas en la misma regulación[50]. Los operadores de terminales de regasificación deben soportar el acceso de terceros, en razón de que, como ya se expuso, dichas instalaciones integran la red básica[51].

Asimismo, la normativa dispone que son titulares del derecho de acceso los Consumidores Directos del Mercado (grandes consumidores) y los comercializadores. Para hacer efectivo su acceso, tales agentes deben contratar los servicios de transporte, regasificación y almacenamiento, ya sea conjunta o separadamente, sobre la base de principios de no discriminación, transparencia y objetividad[52]. Además, es menester que cumplan con las condiciones técnicas y económicas aludidas en el párrafo anterior.

A efectos de fomentar el acceso de terceros a la infraestructura, en la regulación española se establecen distinciones entre los contratos de corto y largo plazo, distribuyendo la capacidad total entre ambos tipos de contratos. Los contratos de corto plazo son aquellos que están sujetos a plazo inferior a dos años; los de largo plazo, por su parte, presentan una vigencia igual o superior a dos años.

En consideración de tal distinción, se obliga a que al menos el 25% de la capacidad total de entrada se destine a contratos de corto plazo. En adición a ello, se impide que un solo comercializador pueda contratar más del 50% de la capacidad destinada para contratos de corto plazo[53]. Por otro lado, existe prohibición de prorrogar los contratos de corto plazo[54]. Tal prohibición no resulta aplicable a los contratos de largo plazo, en los que las partes pueden pactar el régimen de prórrogas que estimen pertinente, con la sola limitación de que

[50] Artículo 60.3 LSH.
[51] Artículo 59.2. b) LSH.
[52] Artículo 70.1 LSH.
[53] Artículo 6.6. Real Decreto 949/2001.
[54] YUNTA HUETE, Raúl. *La Regulación de las Plantas de Regasificación de Gas Natural Licuado*. Asociación Iberoamericana de Entidades Reguladoras de la Energía, *Energía: Desarrollos Regulatorios en Iberoamérica*, Editorial Civitas, Pamplona, España, 2009, p. 292.

el plazo de preaviso para el ejercicio de las prórrogas no puede exceder en ningún caso de los seis meses.

b. Mecanismos de asignación de capacidad primaria

En España el acceso de terceros a las terminales de GNL presenta un vasto desarrollo regulatorio. En el Real Decreto 949/2001[55] se detallan latamente los requisitos que deben cumplir las solicitudes de acceso, los procedimientos y mecanismos de coordinación de los sujetos titulares de las instalaciones, los plazos de contestación, las condiciones mínimas para la contratación, y las posibles causas de denegación del acceso[56].

El mecanismo a través del cual se configura el otorgamiento de acceso a terceros atiende al orden cronológico de las solicitudes. Esto es, se asigna capacidad a medida que se solicita (*first come, first served*)[57]. Usualmente se señala que en los escenarios en que existe escasos niveles de capacidad este tipo de mecanismo puede ser ineficiente. En el sistema español, atendido el importante porcentaje de capacidad ociosa que presentan los terminales como se verá en el apartado siguiente, la aludida crítica no resultaría aplicable.

Cabe señalar que sin perjuicio de que por regla general se atienda al principio *first come, first served*, a partir de la dictación del Real Decreto 1766/2007, el Ministro de Industria, Turismo y Comercio se encuentra autorizado para establecer criterios de asignación de capacidad a las infraestructuras gasistas diferentes al criterio cronológico, con el fin de obtener una gestión más eficaz del acceso, en las instalaciones en que puedan tener lugar congestiones y en las conexiones internacionales.

La regulación española prohíbe solicitar acceso a las instalaciones de regasificación, almacenamiento y entrada al sistema de transporte y distribución, con una antelación superior a 12 meses de la fecha indicada para el inicio de los servicios solicitados cuando se pretende formalizar tal acceso a través de contratos de corto plazo[58].

Dentro del esquema regulatorio español es posible observar dos procedimientos distintos, los que en la práctica se ordenan de manera sucesiva: *solicitud de acceso* y *formalización del derecho de acceso*. Quienes pretendan tener acceso a un terminal de GNL deben, en primer lugar, ceñirse al *procedimiento de solicitud de acceso*. Una vez que el procedimiento de solicitud ha concluido, habiendo respuesta afirmativa del titular de la infraestructura, entre éste y el comercializador solicitante tiene lugar el procedimiento de formalización del vínculo, a través de la suscripción de un contrato.

El nivel de intervención de la Administración en este ámbito es considerable, alcanzando incluso al contenido de los documentos por medio de los cuales los comercializadores solicitan acceso y de los contratos que sirven para formalizar la relación.

---

[55] Artículos 5 al 9 del Real Decreto 949/2001.
[56] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. cit. nota. 28, p. 444.
[57] YUNTA HUETE, Raúl. cit. nota 54, p. 291
[58] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. cit. nota. 28.p. 462.

A continuación se describe en líneas generales la forma como se ordena el procedimiento de solicitud de acceso.

El procedimiento comienza con una petición formal de reserva de capacidad que formulan los interesados a los titulares de las instalaciones a las cuales se pretende tener acceso. La solicitud formal debe ser acompañada de calendario y programa de utilización.

La solicitud en cuestión debe ajustarse a los modelos de solicitudes que la CNE ha dispuesto para estos efectos, los que previamente deben haber sido aprobados por la Dirección General de Política Energética y Minas. A los titulares de infraestructuras les asiste la obligación de poner dichos formularios de solicitud a disposición de los sujetos con derecho a acceso. En líneas generales, en tales formatos de solicitud se señala el servicio, la cantidad y el periodo requeridos.

Cuando los operadores de terminales de GNL reciben una petición formal de acceso deben remitirla tanto al gestor técnico del sistema, quien analiza las posibilidades del conjunto del sistema, como a los titulares de las instalaciones donde estén conectados los puntos de entrega del gas natural. En adición a ello, deben acompañar a las mismas entidades la evaluación de la prestación del servicio de sus propias instalaciones. Los receptores de dicha información deben emitir informe sobre la viabilidad del servicio solicitado, en el que deben incluirse las posibles alternativas en caso de imposibilidad de la prestación solicitada. Estos informes deben ser dictados antes de 12 días hábiles

En caso de que se trate de un nuevo solicitante, los operadores cuentan con 24 días hábiles para responder la solicitud, plazo que se cuenta desde que ésta es formulada. El plazo es de 12 días para clientes que ya se encuentran utilizando las instalaciones del terminal. La resolución del procedimiento debe ser siempre motivada y en su dictación se deben observar los informes señalados en el párrafo anterior.

En caso de rechazo, el operador del terminal de regasificación debe comunicar su decisión a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía, dentro del mismo plazo con que cuenta para dictar la resolución. En este supuesto, el tercero solicitante que ha visto frustrado su derecho acceso puede promover un conflicto ante la CNE. La resolución con que finalice este procedimiento puede ser impugnada ante el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Si no existe negativa de parte del operador, el contrato debe suscribirse dentro de los 24 días hábiles siguientes a la aceptación. Si transcurrido este período no se ha formalizado el contrato, el solicitante del acceso puede iniciar un conflicto de acceso frente a la Comisión Nacional de Energía. Estas convenciones deben celebrarse conforme a los modelos de contratos establecidos por la CNE.

El detalle del *procedimiento de formalización del derecho de acceso* (suscripción de contrato) se encuentra desarrollado en la sección referida a los aspectos contractuales de la industria de la regasificación de GNL.

c. Negativa de acceso

En lo que respecta a la negativa de acceso de terceros, la regulación española establece que ésta sólo puede ser motivada por las siguientes razones[59]:

> … falta de capacidad de las infraestructuras, la ausencia de reciprocidad en el reconocimiento del acceso en el país de procedencia del comercializador, o las posibles dificultades económicas que puedan derivarse de la ejecución de las cláusulas de compra garantizada (*take to pay*) de los contratos de suministros con los proveedores[60].

Dicho artículo es consistente, por lo demás, con el artículo 21 de la Directiva 2003/55/CE, que define las causales posibles de denegación de acceso.

Cuando el operador de una instalación pretende denegar legítimamente el acceso a ésta, debe previamente notificar su decisión tanto al usuario cuyo acceso ha sido denegado, como a la CNE. El usuario puede plantear un conflicto de acceso ante la CNE, dentro del mes siguiente a la notificación de la decisión del operador. La CNE cuenta con un plazo de tres meses para resolver al conflicto.

Como ya se ha expuesto en la sección dedicada a los mecanismos de solución de controversias, en la legislación española[61] se dispone que "La tramitación de estos conflictos respetará los principios generales de procedimiento previstos en la Ley 30/1992, de 26 de noviembre, de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común".

En la mencionada sección se señala además que el Reglamento de la CNE regula de manera especial dos tipos distintos de controversias sobre el derecho de acceso de terceros a redes (los conflictos sobre el derecho acceso propiamente tal, y las controversias que surgen con motivo de la formalización del derecho de acceso), las que deben ser resueltas a través del mismo procedimiento[62].

En España la regulación del acceso de terceros a infraestructuras de GNL no dista mucho de los aspectos fundamentales de la regulación de acceso a instalaciones del segmento de transporte de gas. Tanto los operadores de los gasoductos, como los titulares de terminales de regasificación se encuentran sujetos a la obligación de publicar cada tres meses la capacidad contratada y disponible de cada instalación, distinguiendo entre el largo y el corto plazo (contratos sujetos a plazo inferior a los 2 años)[63].

d. Excepciones a obligaciones de acceso

En España no hay terminales exceptuados de la obligación de dar acceso a terceros. Existen de todos modos dos situaciones en que excepcionalmente puede no tener lugar la

[59] Artículo 8 del Real Decreto 949/2001.
[60] YUNTA HUETE, Raúl. cit. nota. 54, p. 291.
[61] Artículo 16 RCNE.
[62] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. cit. nota. 28, p. 611.
[63] YUNTA HUETE, Raúl. cit. nota. 54, p. 291.

obligación de permitir el acceso a terceros[64]. En primer lugar, el Gobierno puede suspender o modificar temporalmente los derechos de acceso en situaciones de escasez de suministro en las que se pueda ver amenazada la seguridad de las personas, aparatos o instalaciones o la integridad de la red[65]. Dicha excepción es parte del articulado original de la LSH.

En segundo lugar, de conformidad al artículo 22 de la Directiva 2003/55/CE, implementado por el Real Decreto-Ley 5/2005, las instalaciones nuevas o que supongan aumentos significativos de capacidad de infraestructuras existentes pueden ser exceptuadas. También pueden exceptuarse las conexiones internacionales con instalaciones de países que no forman parte la Unión Europea. Esta excepción debe hacerse constar en la planificación en materia de hidrocarburos elaborada por el Gobierno[66].

10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL

a. Servicios ofrecidos

Al hacer referencia a los servicios relacionados con los terminales de GNL que se encuentran sujetos a tarificación, es preciso distinguir entre los cobros que tienen lugar con motivo de hacer efectivo el acceso a los terminales de regasificación y la prestación de servicios asociados al acceso, y los que proceden por la prestación de servicios de almacenamiento de GNL[67]. Dentro de los primeros se encuentra la regasificación propiamente tal, la descarga de barcos metaneros, la carga de camiones cisterna y los peajes por otros servicios menos comunes, como lo son el trasvase de GNL a buques y la puesta en frío de buques con el GNL de un terminal de regasificación. Los distintos cobros se estructuran de la manera siguiente:

1. Peaje de regasificación con el que se facturan los servicios propios de regasificación (vaporización) del GNL: "Comprende un término fijo por el caudal diario contratado expresado como c€/(kWh/día contratado) mes. Y un término variable por la energía regasificada expresado en c€/kWh"[68].
2. Peaje de descarga de buques que cuantifica el costo de este servicio: "Comprende un término fijo por buque descargado €/buque. Y un término variable función de la energía descargada c€/kWh"[69].
3. Peaje de carga de cisternas[70]: "Los peajes de carga de cisternas también están compuestos de dos términos: Uno fijo, función del caudal diario

[64] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. cit. nota. 28, p. 457.
[65] Artículo 101.2. c) LSH.
[66] Artículo 70.5. LSH.
[67] ALONSO SUAREZ, ALEJANDRO. *LNG in Spain, Key Figures and Regulatory Framework*, 2010. <En World Wide Web: http://www.florenceschool.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Training/Specialized_training/Presentations/LNG%20in%20Spain%20-%20Key%20Figures%20and%20Regulatory%20Framework%20-%20Al.pdf > p.27, [visitado el 09/12/2010].
[68] YUNTA HUETE, Raúl. cit. nota. 54, p. 290.
[69] YUNTA HUETE, Raúl. cit. nota. 54, p. 290.
[70] "Corresponden al uso de las infraestructuras existentes en las plantas de regasificación para la carga de camiones cisternas de GNL con destino a las plantas satélite. Las plantas satélite de GNL son pequeñas

contratado expresado en c€/(kWh/día contratado) mes, y un término variable, función de la energía cargada expresado en c€/kWh"[71].

4. Peajes específicos de otros servicios menos comunes (trasvase de GNL a buques y la puesta en frío de buques con el GNL de un terminal de regasificación): "También en estos casos, se articula el peaje mediante dos términos: uno fijo, expresado en €/operación, y otro variable, función de la energía trasegada expresado en c€/kWh"[72].
5. Canon por el servicio de almacenamiento de GNL prestado en los tanques de almacenamiento del terminal de regasificación[73]: Antes del 1 de enero de 2009 "en el sistema español este peaje o canon se imputaba sobre el exceso de cinco días de la capacidad diaria contratada de regasificación. Esto es, en el peaje de regasificación se incluía un servicio de almacenamiento correspondiente a cinco días de la capacidad de regasificación contratada. A partir de la fecha señalada este canon se aplica a todo el GNL almacenado[74]. Este canon de almacenamiento de GNL consta sólo de un término variable expresado en €/MWh/día"[75].

b. Marco legal previo a la dictación del tercer paquete legislativo

Los terminales de regasificación españoles, en tanto activos integrantes del sistema de transporte de gas, son retribuidos conforme a las normas y principios que rigen las distintas remuneraciones a los titulares de este tipo de instalaciones. Según señala Raúl Yunta, las infraestructuras de transporte de gas natural incluidas en planificación tienen asegurada una retribución reconocida una vez que han sido puestas en servicio[76].

Las remuneraciones de las instalaciones de transporte se determinan para cada infraestructura de manera individual[77], para lo que usualmente se observan los costos en que incurren los dueños de la infraestructura para llevar a cabo el desarrollo, operación y mantenimiento de instalaciones de regasificación, almacenamiento y transporte[78].

Según establece la regulación española, a efectos de calcular la correspondiente retribución se han de considerar en primer lugar los costos de inversión, en función de las

---

plantas de regasificación que no se encuentran conectadas a la red de transporte; esto es, en ubicaciones alejadas de ésta, y alimentan a un consumidor o a una pequeña red de distribución. Suelen ser utilizadas como precursoras de la red de gas natural" (YUNTA HUETE, Raúl. cit. nota. p. 290.).

[71] YUNTA HUETE, Raúl. cit. nota 54, p. 290.

[72] YUNTA HUETE, Raúl. cit. nota 54, p. 290.

[73] "En este sentido, es preciso resaltar que las plantas de regasificación de GNL representan la interfase entre un sistema discreto, basado en descargas puntuales de buques, con un sistema continuo basado en un flujo continuo de gas por gasoducto. De ahí, que los servicios de almacenamiento de GNL en planta sean tan relevantes" (YUNTA HUETE, Raúl. cit. nota 54, p. 290).

[74] MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. *La Energía en España 2009*. <En World Wide Web: http://www.mityc.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_2009.pdf> [visitado el 18/12/2010]. p. 141.

[75] YUNTA HUETE, Raúl. cit. nota 54, p. 290.

[76] YUNTA HUETE, Raúl. cit. nota 54, p. 289.

[77] Artículo 16.1 Real Decreto 949/2001.

[78] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. cit. nota 28, p. 529.

características de la instalación, su fecha de puesta en marcha, las inversiones realizadas, la vida útil, las aportaciones de fondos públicos, así como las tasas de rentabilidad razonables con referencia al costo del dinero en los mercados de capitales. Además de los costos de operación y mantenimiento, aplicando criterios de mejora de productividad y eficiencia; la disponibilidad y utilización de las instalaciones; y, cualquier otro costo que resulte necesario para el desarrollo de las actividades[79].

El sistema tarifario está diseñado de manera tal que una vez determinada cierta retribución, se garantiza la satisfacción de los costos más una rentabilidad razonable, adecuada al riesgo asumido por el inversor[80]. El sistema "garantiza la recuperación de la remuneración reconocida. Y ello, incluso de manera independiente del uso de las instalaciones, dado que considera preciso disponer de una cierta capacidad excedentaria, tanto por la correcta cobertura de la demanda como para facilitar el libre acceso de nuevos comercializadores de gas, y en definitiva, para disponer de un sistema más seguro"[81].

La legislación española establece que los cánones y peajes deben ser determinados en observancia a los siguientes principios[82]:

> a) Asegurar la recuperación de las inversiones realizadas por los titulares en el período de vida útil de las mismas. b) Permitir una razonable rentabilidad de los recursos financieros invertidos. c) Determinar el sistema de retribución de los costes de explotación de forma que se incentive una gestión eficaz y una mejora de la productividad que deberá repercutirse en parte a los usuarios y consumidores.

Otro aspecto relevante en esta materia dice relación con que las tarifas de acceso a la red de gas "son del tipo postal, es decir no tienen en cuenta el uso de la red de transporte que hacen los comercializadores cuando introducen el gas por un punto de entrada hasta llegar al consumo"[83]. En otras palabras, están basados en costos medios en función de la presión y volumen de suministro, al margen de la distancia[84].

c. Procesos tarifarios

Para determinar peajes y cánones, es menester que previamente el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, establezca las disposiciones que resulten necesarias para tales cálculos[85] las que actualmente encuentran su fuente en la Orden Ministerial ITC /3994/2006. El sistema para la determinación de los peajes y cánones se fija para períodos de cuatro años, procediéndose en el último año de vigencia a una revisión y adecuación, en su caso, a la situación prevista para el próximo período[86]. El sistema anterior al que opera actualmente

[79] Artículo 16.2 del Real Decreto 949/2001.
[80] YUNTA HUETE, Raúl. cit. nota 54, p. 289.
[81] YUNTA HUETE, Raúl. cit. nota 54, p. 289.
[82] Artículo 92.1 LSH.
[83] YUNTA HUETE, Raúl. cit. nota. 54, p. 290.
[84] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. cit. nota 28, p. 495.
[85] Artículo 92.4 LSH.
[86] Artículo 92.2 LSH.

estuvo vigente a partir del año 2002, y en su cuerpo único se establecían los sistemas para determinar peajes y cánones de los distintos segmentos de la industria gasista.

En complemento, la regulación referida al derecho de acceso a terceros señala que el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, previo informe de la Comisión Nacional de Energía, debe establecer, antes del día 1 de enero de cada año, los costos fijos a retribuir para cada empresa o grupo de empresas para ese año, para las actividades de regasificación, almacenamiento, transporte, y distribución, así como los valores concretos de los parámetros para el cálculo variable que les corresponda[87]. Para el año 2010 los peajes y cánones fueron determinados por la Orden Ministerial ITC/3520/2009 de 28 de diciembre.

Para efectos de determinar las tarifas, las empresas que desarrollan actividades sujetas a regulación tarifaria tienen el deber de facilitar acceso del Ministerio a toda la información que resulte necesaria para dichos cálculos.

A partir del 1 de enero de 2007, fecha en que entró en vigencia la Orden Ministerial ITC/3994/2006 que establece la retribución a los terminales de regasificación, la retribución financiera de estas instalaciones pasó a ser determinada utilizando el valor neto de los activos en lugar del valor bruto, esto es, restando cada año al valor del activo la amortización acumulada. Esta "novedad fue compensada con un incremento de la retribución financiera, aplicando un diferencial de 350 puntos básicos al tipo de interés de las Obligaciones del Estado a 10 años en lugar del diferencial de 150 usado hasta la fecha"[88].

Además, a través de la citada orden la valoración de los elementos de los terminales comenzó a realizarse conforme a valores auditados, con el máximo de los valores unitarios. En los supuestos en que los valores auditados fueran inferiores a los que resultan de la aplicación de los valores unitarios, el primero se ha de incrementar en el 50% de la diferencia entre ambos[89]. Según se señala en el informe "La Energía en España – 2009", del Ministerio de Economía, Turismo y Comercio, "igualmente importante es la eliminación del reparto de la retribución fija y variable, que conllevaba importantes pérdidas de ingresos a las plantas que no alcanzaban el 75% del grado de utilización. En el nuevo sistema, esto se ha reemplazado por los conceptos de costes fijos y variables de explotación, que está más acorde con la realidad de las plantas, estableciendo el mandato a la Comisión Nacional de Energía para que en un plazo de seis meses proponga unos costes unitarios de explotación estándar"[90].

En adición a ello, la Orden Ministerial ITC/3994/2006 incorporó "unos nuevos valores estándar de inversión unitarios, empleándose para ello los valores propuestos en el estudio

[87] Artículos 16.6 y 20.5 del Real Decreto 949/2001.
[88] MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. *La Energía en España 2009*. <En World Wide Web: http://www.mityc.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_2009.pdf> [visitado el 18/12/2010], p. 147.
[89] MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. *La Energía en España 2009*. Cit. nota n. 88, p. 147.
[90] MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. *La Energía en España 2009*. Cit. nota n. 88, p. 147.

realizado a tal efecto por la Comisión Nacional de Energía. El procedimiento de actualización también ha sido modificado, aplicándose diferentes coeficientes para los valores unitarios de exploración y para los de inversión"[91].

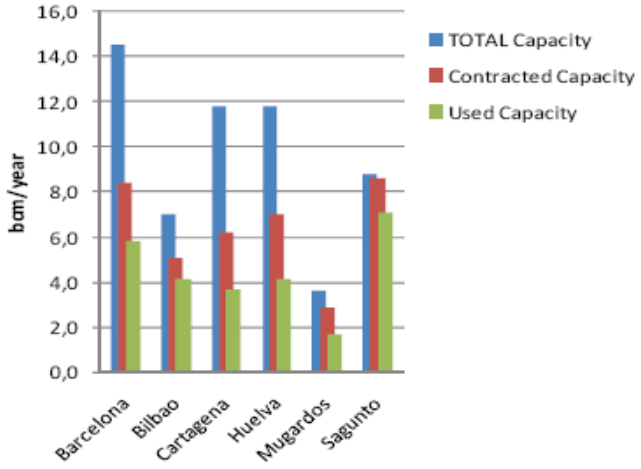
En cuanto a los valores unitarios de explotación fijos, la actualización se debe efectuar a través de la aplicación del factor "IA = 0,2*(IPRI -x) + 0,8*(IPC-y), donde IPRI es el índice de precios industriales e IPC es el índice de precios al consumo". En lo que respecta a los valores unitarios de explotación variables, "el factor a emplear es IA = 0,8*(ICE -x) + 0,2*(IPRI -y), donde ICE es un índice que recoge la variación del coste de la electricidad para estos consumidores e IPRI es el índice de precios industriales de bienes de equipo. En ambos casos «x» equivale a 50 puntos e «y» a 100 puntos básicos"[92].

Finalmente, la actualización de los valores de referencia de inversión se debe realizar por medio de la "aplicación del IPRI de bienes de equipo menos cincuenta puntos básicos".[93]

11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC)

Como indicamos anteriormente, la tasa de utilización de capacidad de los terminales que operan actualmente en España es de una media del 50%[94]. Conforme a los datos que incorpora un reciente informe publicado por ERGEG, los terminales españoles presentan capacidad primaria disponible, esto como consecuencia de la baja tasa de uso de los mismos. En el siguiente gráfico se presentan los niveles de capacidad total, capacidad contratada y capacidad utilizada[95]:

[91] MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. *La Energía en España 2009*. Cit. nota n. 88, p. 148.
[92] MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. *La Energía en España 2009*. Cit. nota n. 88, p. 148
[93] MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO. *La Energía en España 2009*. Cit. nota n. 88, p. 148
[94] COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, cit. nota. 1. p. 79.
[95] EUROPEANS REGULATORS GROUP FOR ELECTRICITY & GAS. *ERGEG study on congestion management procedures & antihoarding mechanisms in the European LNG terminals*. <En World Wide Web: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Gas/2010/E09-LNG-11-03_CMP%20in%20LNG_final%2016.11.2010.pdf>, p. 9 [visitado el 09/12/2010].



Según el informe de ERGEG, en la actualidad no existen problemas de congestión contractual en las instalaciones de regasificación, existiendo a noviembre de 2010 capacidad disponible en todos los terminales. Ahora bien, conforme señala el mismo documento, "la compleja operación diaria de los terminales (hay muchos agentes diferentes actuando en cada una de ellos) puede dificultar la incorporación de nuevos suministros, una vez que el programa mensual está cerrado"[96]. Según veremos, los mecanismos de gestión de la congestión en España incluyen un sistema anti-acaparamiento UIOLI *ex post* y la aplicación de multas.

a. Comercialización de la capacidad de los terminales de GNL en el mercado secundario

En España, como consecuencia de que no existe congestión contractual al existir capacidad primaria disponible en casi todos los terminales, el mercado secundario no reviste particular relevancia.

Igualmente existe un punto relevante a este respecto en la jurisprudencia administrativa española. El Reglamento (CE) 1775/2005 autoriza a los usuarios de la red de transporte a revender o subarrendar en el mercado secundario la capacidad contratada que no hayan utilizado. Sin perjuicio de la claridad del Reglamento (CE) 1775/2005 respecto del mercado secundario de capacidad de transporte, nada dice respecto al mercado secundario de capacidad de regasificación. El silencio de dicho cuerpo normativo motivó a un comercializador a plantear una consulta ante la CNE. A través de resolución de marzo de 2009, el órgano regulador español sostuvo que, sin perjuicio del silencio normativo al que se ha hecho alusión,

> …debido a la íntima interrelación entre la actividad de transporte y la actividad de regasificación y su necesaria coordinación, así como, por el similar tratamiento que el Real Decreto 949/2001 aplica a las actividades de transporte y regasificación, se puede considerar que los principios establecidos en el Reglamento CE 1775/2005 sobre mercados

[96] ERGEG *study on congestion management,* cit. nota n. 95, p. 28.

secundarios son extrapolables a la actividad de regasificación en la medida que sean compatibles con la regulación española[97].

En las conclusiones del citado informe la CNE agrega que no existiendo un marco general de actuación en mercados secundarios, en lo relativo a la contratación de capacidad en instalaciones de regasificación o transporte, las operaciones de venta o arrendamiento de capacidad deben ser comunicadas y analizadas por el Gestor Técnico del Sistema, "en atención a las circunstancias y condiciones particulares que concurran en el caso planteado, ya que un cambio en la titularidad de la capacidad contratada en una instalación gasista puede tener implicaciones en la gestión técnica del sistema"[98].

El criterio de la CNE ha sido confirmado por la última reforma europea. En efecto, actualmente, con la dictación del Reglamento (CE) 715/2009 (que derogó el Reglamento (CE) 1775/2005), que debe implementarse internamente a partir del 3 de marzo de 2011, se ha reconocido expresamente que "los usuarios de instalaciones de almacenamiento y de GNL que deseen revender la capacidad contratada en el mercado secundario deberán tener derecho a hacerlo"[99].

b. Medidas anti-acaparamiento[100]

Sin perjuicio de que las normas de la Unión Europea instan al establecimiento de este tipo de mecanismos y medidas, en España existe regulación en este ámbito que data de fechas anteriores a la dictación de la regulación supranacional. En lo que respecta a los mecanismos de gestión de congestión, el Gestor Técnico de la red española de gas puede aplicar medidas del tipo UIOLI *ex post* con el objeto de prevenir la infrautilización y el acaparamiento de capacidad[101].

En caso de subutilización de capacidad el cargador primario está sujeto a perder parte de sus derechos conforme un mecanismo UIOLI *ex post*. Transcurridos seis meses desde la fecha prevista en el contrato para el inicio del suministro o, en su caso, desde que se hubiese efectuado cualquier modificación de la capacidad contratada, si la capacidad realmente utilizada fuere inferior al 80% de la establecida en el contrato, al menos durante un mes, las capacidades contratadas se disminuyen automáticamente en el porcentaje no utilizado. Adicionalmente, el cargador está sujeto a una multa consistente en la pérdida de parte de una fianza que debe constituir al celebrar el contrato (fianza por el 85% de la capacidad contratada, que se devuelve al finalizar el primer año), proporcionalmente a la parte no utilizada[102].

---

[97] CNE. *Informe sobre la Consulta de una Empresa, sobre la Posibilidad de Traspasar Capacidad Contratada de Regasificación entre dos Plantas, y de Venderla o Subarrendarla a Terceros en un Mercado Secundario de Capacidad.* <En World Wide Web: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne19_09.pdf> p. 11, [visitado el 13/12/2010].

[98] CNE. *Informe sobre la Consulta de una Empresa,* cit. nota n. 97, p. 11.

[99] Artículo 17.3.b.

[100] La fuente directa de parte importante de esta sección ha sido ERGEG, *ERGEG study on congestion management procedures & antihoarding mechanisms in the European LNG terminals congestion CEER,* November 15, 2010.

[101] Artículo 6.5. Real Decreto 949/2001.

[102] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. cit. nota. 28, p. 463.

Existe una segunda medida UIOLI *ex post* que resulta aplicable a los casos de sub-utilización de capacidad, en los casos en que la subutilización es sistemática o continuada. Este mecanismo opera sólo en situaciones de congestión y sobre la base de una nueva solicitud de un comercializador, cuando un tenedor de derechos de capacidad primarios no utiliza el 80% de la capacidad reservada durante al menos un mes del último año de contrato. Si esto ocurre, el tenedor de derechos de capacidad primarios pierde la porción de capacidad no utilizada que ha sido requerida por el nuevo solicitante[103].

12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL

De modo preliminar es necesario señalar que las diversas manifestaciones de los principios de no discriminación e igualdad de condiciones en la operación de terminales de regasificación surgen a partir de la adaptación de la legislación española a lo dispuesto por las directivas de la Unión Europea referidas a esas materias (Primero, segundo y tercer paquete legislativo).

Como ya se ha indicado, la autoridad española además de reconocer el derecho de acceso de terceros, ha desarrollado regulación respecto de la generalidad de los aspectos relacionados con este derecho, existiendo escasas instancias para el arbitrio de los participantes de esta industria. En los reducidos márgenes de deliberación con que cuentan los órganos de la administración y los particulares, el ordenamiento reiteradamente señala que el ejercicio de derechos y potestades debe hacerse de manera no discriminatoria y en condiciones de igualdad de trato.

A continuación se exponen algunas de las manifestaciones más relevantes de tales principios en distintos ámbitos de la regulación. La regulación española establece que la CNE, entre otras tareas, debe supervisar distintos aspectos del sector del gas natural (la mayoría de ellos vinculados a los mercados de GNL) con objeto de garantizar la ausencia de discriminación y un funcionamiento eficaz del mercado[104].

Respecto del Gestor Técnico del Sistema, la legislación establece que éste debe ejercer sus funciones en coordinación con los distintos sujetos que operan o hacen uso del sistema gasista bajo los principios de transparencia, objetividad, independencia y no discriminación[105].

La LSH insta al establecimiento de normas técnicas, objetivas y no discriminatorias tendientes a garantizar la fiabilidad del suministro de gas y de las instalaciones de la red de transporte, incluidos los terminales de GNL, y las conectadas a ella[106].

[103] ERGEG *study on congestion management,* cit. nota n. 95, p. 28.
[104] Artículo 3 LSH.
[105] Artículos 64.1 LSH y 12.1. del Real Decreto 949/2001.
[106] Artículo 66.5 LSH.

Como ya se ha señalado, en distintas disposiciones de la regulación sectorial se establece que la contratación de servicios como la regasificación y almacenamiento, a efectos de hacer efectivo el derecho de acceso, debe desarrollarse sobre la base de principios de no discriminación, transparencia y objetividad[107].

La regulación española obliga a los titulares de autorizaciones administrativas para la regasificación de GNL a facilitar el uso de sus instalaciones para los movimientos de gas, y admitir la utilización de todas sus instalaciones por todos los sujetos autorizados en condiciones no discriminatorias y de acuerdo con las normas técnicas[108].

La mayoría de las disposiciones relativas a discriminación e igualdad de trato establecidas en el tercer paquete legislativo europeo ya habían sido adoptadas por la legislación española quedando pendiente la implementación de las que no fueron incorporadas previamente.

13. Transparencia y confidencialidad de la información

La legislación española implementa las disposiciones sobre transparencia dispuestas por la Directiva Europea 2003/55/CE.

Los titulares de instalaciones de regasificación y almacenamiento se encuentran sujetos a obligaciones de información y transparencia dispuestas por el Real Decreto 949/2001 y por órdenes y resoluciones del Ministerio de Industria, tales como la Orden Ministerial ITC/3126/2005 del 5 de octubre por la que se aprueban las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista y la Resolución del 13 de marzo del 2006, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por las que se establecen los protocolos de detalle de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (especialmente su protocolo de detalle PD-04). Estas órdenes y resoluciones regulan principalmente las obligaciones de información y publicación que debe realizar el Gestor Técnico del Sistema en materia de contratación, capacidades de los terminales y programaciones, entre otras materias.

El Real Decreto 949/2001 respecto a los servicios ofrecidos y condiciones aplicables, establece, en primer lugar, una regla general que dispone que los titulares de instalaciones están obligados a facilitar la información necesaria a los sujetos con derecho de acceso, al Gestor Técnico del Sistema y a otros titulares de instalaciones para el correcto funcionamiento del sistema y para la evaluación de posibilidades de nuevos contratos de acceso[109]. De igual forma deben informar sobre el mantenimiento de sus instalaciones[110]. Asimismo, el Real Decreto establece el derecho de los sujetos con derecho de acceso a recibir, con la antelación suficiente, cualquier información referente a la operación del

[107] Artículos 70.1 LSH y 10.2 b) del Real Decreto 949/2001.
[108] Artículo 68 c) LSH.
[109] Artículo 10.2.e) del Real Decreto 949/2001.
[110] Artículo 10.2.g) del Real Decreto 949/2001. La Orden ministerial ITC/3126/2005 establece por su parte que los titulares deben informar anualmente la programación de las actividades que requieran o puedan ocasionar restricciones operativas en sus instalaciones para el año siguiente.

sistema gasista que pueda tener incidencia sobre la regularidad y calidad de suministro, incluidos en los contratos de acceso suscritos[111].

Por otra parte el Real Decreto dispone que las partes pueden pactar libremente la celebración de contratos para la utilización de otros servicios e instalaciones en condiciones distintas a las reguladas por el mismo decreto. Sin embargo tales servicios deben ser ofrecidos a todos los sujetos que estuviesen interesados en ellos, en condiciones transparentes, objetivas y no discriminatorias. Para ello, las empresas que ofrecen alguno de dichos servicios deberán publicar en su página web, de forma actualizada, los precios y condiciones en que ofrecen cada uno de ellos[112].

Se establece en el Decreto que antes de los días 20 de enero de cada año, los titulares de instalaciones deben remitir a la Dirección General de Política Energética y Minas, al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a la Comisión Nacional de Energía y al Gestor Técnico del Sistema, un resumen de todos los contratos que hubieren suscrito durante el año anterior[113].

Por su parte el Gestor Técnico del Sistema tiene la obligación de informar sobre la viabilidad de los contratos de acceso que los sujetos con derecho de acceso soliciten a los titulares de instalaciones, recabando la información de otros titulares de instalaciones que para ello sea necesario[114].

La Orden Ministerial ITC/3126/2005 en materia de trasparencia de las condiciones de acceso establece que el Gestor Técnico del Sistema y los operadores de instalaciones deberán publicar en sus páginas de internet todos los acuerdos y modelos de contratos regulados en las Normas de Gestión Técnica, así como cualquier información necesaria para garantizar la transparencia en la gestión del sistema[115].

En materias de tarifas, para efectos de su determinación, las empresas tienen el deber de facilitar acceso del Ministerio de Economía, Turismo y Comercio toda la información que resulte necesaria para dichos cálculos[116].

En cuanto a la capacidad técnica contratada y disponible, los titulares deben publicar semestralmente la capacidad de cada una de sus instalaciones. Al publicar esta información los operadores deben distinguir entre la capacidad asignada a tránsitos internacionales, al mercado regulado y al mercado liberalizado (mercados en que participan los comercializadores y los consumidores finales)[117]. Junto a ello, en la información publicada respecto de cada uno de estos datos de magnitud de capacidad, debe distinguirse entre los datos referidos al corto y al largo plazo.

[111] Artículo 11.1.d) del Real Decreto 949/2001
[112] Artículo 6.8 del Real Decreto 949/2001
[113] Artículo 6.7 del Real Decreto 949/2001
[114] Artículo 12.3.a) del Real Decreto 949/2001.
[115] Párrafo 2.11 Orden Ministerial ITC/3520/2009
[116] Orden Ministerial ITC/3520/2009
[117] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. cit. nota 28, p.469.

Con el objeto de que las publicaciones que se describen en el párrafo anterior cumplan con estándares mínimos de claridad y uniformidad, el Real Decreto 949/2001 encomienda a la CNE la elaboración de modelos normalizados de publicación y el desarrollo de la metodología necesaria para determinar la capacidad. Ambos documentos deben ser aprobados previamente por la Dirección General de Política Energética y Minas[118].

Igualmente, la Orden Ministerial ITC/3126/2005 establece la obligación de los operadores de terminales de proporcionar información sobre capacidad de descarga, almacenamiento y producción de los terminales[119].

Asimismo el Real Decreto establece la obligación de los titulares de instalaciones de informar a la Dirección General de Política Energética y Minas en la forma que ésta determine, a la Comisión Nacional de Energía y al gestor técnico del sistema, sobre datos relativos al consumo, aprovisionamiento, existencias, y capacidades contratadas y disponibles[120].

En cuanto a las obligaciones del Gestor Técnico del Sistema en materia de control de la capacidad técnica contratada y disponible, el Real Decreto establece que éste debe poner a disposición de los sujetos que actúen en el sistema aquella información no confidencial generada en la gestión técnica del sistema que se establezca, tanto en lo relativo a la capacidad de las instalaciones como en lo relativo a su utilización, mediante un sistema fácilmente accesible que garantice la actualidad de la información suministrada y el respeto a los principios de transparencia, objetividad y no discriminación[121].

En relación al manejo de datos confidenciales se establece en los estatutos jurídicos de los titulares de instalaciones que están obligados a brindar acceso; de los sujetos con derecho de acceso y del Gestor Técnico del Sistema la obligación de garantizar el secreto de la información de carácter confidencial que haya sido puesta a su disposición.

14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación de GNL

A continuación se describe en líneas generales la forma como se ordenan los procedimientos de solicitud y formalización.

i. Solicitud de acceso

Sin perjuicio de que esta información ha sido desarrollada con mayor detalle en la sección dedicada al derecho de acceso de terceros, para un mejor entendimiento se reproducen los aspectos más relevantes del procedimiento de solicitud de acceso.

[118] Artículo 6.6 del Real Decreto 949/2001
[119] Párrafo 2.6.5.1 Orden Ministerial ITC/3126/2005
[120] Artículo 10.2.f) del Real Decreto 949/2001.
[121] Artículo 12.3.l) del Real Decreto 949/2001

En primer lugar, los interesados deben remitir sus peticiones formales de reserva de capacidad a los titulares de instalaciones de regasificación, con indicación del calendario y programa de utilización.

La solicitud en cuestión debe ajustarse al modelo de solicitudes que la CNE ha dispuesto para estos efectos. En líneas generales, tales formatos de solicitud señalan el servicio, la cantidad y el periodo requeridos.

Cuando los titulares de las instalaciones reciben una petición formal de acceso deben remitirla al gestor técnico del sistema, quien analiza las posibilidades del conjunto del sistema.

Los operadores cuentan con 24 días hábiles para responder la solicitud, en caso de que se trate de un nuevo usuario. El plazo es de 12 días para clientes que ya se encuentran utilizando las instalaciones del terminal. En caso de rechazo, el operador del terminal de regasificación debe comunicar su decisión a la Dirección General de Política Energética y Minas y a la Comisión Nacional de Energía, dentro del mismo plazo.

ii. Formalización del derecho de acceso: suscripción del contrato

El Real Decreto 949/2001 establece las formas, condiciones y plazos que han de observarse con el propósito de llevar a cabo la contratación del acceso. Señala además quienes son los sujetos obligados a suscribir los contratos, así como también los mecanismos para su modificación y prórroga[122].

Cuando se ha obtenido acceso, esto es, si el procedimiento de solicitud ha concluido con respuesta afirmativa, el solicitante puede contratar de manera separada o conjunta los servicios de regasificación, almacenamiento, transporte y distribución. En el caso de los terminales de regasificación y almacenamiento, el contrato debe celebrarse por el solicitante del acceso y el o los titulares de las instalaciones respectivas[123]. El contrato debe suscribirse dentro de los 24 días hábiles siguientes a la aceptación. Si transcurrido este período no se ha formalizado el contrato, el solicitante puede instar un conflicto de acceso ante la Comisión Nacional de Energía

Estas convenciones deben celebrarse atendiendo a las condiciones mínimas contractuales previstas por el Real Decreto 949/2001 y conforme a los modelos de contratos elaborados por la CNE, previamente aprobados por la Dirección General de Política Energética y Minas.

Las condiciones mínimas de contratación se refieren a la definición de quién es sujeto obligado al pago de peajes y cánones; las condiciones y periodicidad de facturación de peajes y cánones; el plazo de pago; y, las consecuencias del no pago de peajes o cánones. La legislación española prohíbe la inclusión de cláusulas que supongan derechos u obligaciones que excedan, en perjuicio del solicitante, de lo establecido en la regulación en

[122] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. cit. nota 28, p. 458.
[123] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. cit. nota 28, p. 460.

relación a las condiciones mínimas de contratación. La única excepción a esta prohibición tiene lugar respecto de las causales y condiciones de término que pueden pactarse en los contratos.

Sin perjuicio de la regulación del contenido de los contratos, las partes pueden incorporar cláusulas adicionales libremente negociadas, referidas a servicios o instalaciones respecto de las cuales no existe derecho legal de acceso. Tales inclusiones están sujetas a la condición de que el operador del terminal de regasificación que estipule ese tipo de cláusulas con un determinado comercializador, comunique ofertas de acceso a las mismas instalaciones y de prestación de iguales servicios al resto de los sujetos que pudiesen estar interesados en ellos, en condiciones transparentes, objetivas y no discriminatorias.

En consideración de las particularidades que presenta este tipo de contratos, según Zaida López, las convenciones de acceso caben dentro de la categoría de los contratos forzosos. Para efectuar tal afirmación, considera particularmente relevante el que los titulares de las instalaciones en las cuales se puede ejercer el derecho de acceso estén obligados a suscribir los contratos en condiciones transparentes, homogéneas y no discriminatorias, y en los términos establecidos por la legislación[124]. A ello debe agregarse el hecho de que el contenido mismo de estas convenciones es definido por la misma regulación. Otra particularidad de estos contratos es que el precio pagado como correlato al acceso es definido por el Gobierno, mediante tarifas, peajes y cánones que aprueba periódicamente[125].

En lo que respecta a las modificaciones, los comercializadores tienen la potestad para modificar los puntos de salida de gas siempre que exista capacidad para ello. Con todo, los cambios de puntos de salida deben ser comunicados al gestor de la red y a los titulares de instalaciones afectados por el contrato. Del mismo modo, pueden presentarse solicitudes de reducción de capacidad, las que deben comunicarse con una antelación mínima de 3 meses de hacerse efectivas y sólo pueden tener lugar si es que ha transcurrido al menos un año desde que se ha hecho efecto la reserva de capacidad inicial, o desde la última modificación de capacidad. Con todo, cuando la solicitud de reducción de capacidad se funda en la pérdida de clientes a favor de otro comercializador, el término mínimo para la información previa es de sólo un mes[126].

En cuanto a las prórrogas, como ya se ha señalado, los contratos de corto plazo no pueden ser prorrogados, y en los de largo plazo las partes pueden pactar el régimen de prórrogas que estimen pertinente, con la sola limitación de que el plazo de preaviso para el ejercicio de las prórrogas no puede exceder en ningún caso de los seis meses.

Finalmente, cabe mencionar que los procedimientos que han sido detallados no han estado exentos de críticas. En este sentido, algunos han sostenido que dadas las características del mercado del GNL, lo que correspondería en este ámbito sería un procedimiento ágil y rápido, y lo cierto es que en la práctica se trata de un procedimiento complejo, en el que incluso, excepcionalmente, puede llegar a intervenir el Gobierno de manera preventiva,

[124] Artículo 10.2. b) del Real Decreto 949/2001.
[125] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. cit. nota 28, p. 444.
[126] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. cit. nota 28, p. 465.

suspendiendo o modificando los derechos de acceso. Además, se ha señalado que estos procedimientos pueden llegar a prolongarse más allá de lo deseable[127].

En cuanto al almacenamiento en terminales de regasificación, la legislación española no establece condiciones o procedimientos especiales para las instalaciones de almacenamiento básico (las que integran la red primaria). En lo que respecta a los almacenamientos no básicos (este no es el caso de las instalaciones de almacenamiento de los terminales de GNL), el procedimiento de acceso de terceros es negociado. Sin embargo, los criterios para el acceso a esas instalaciones deben ser transparentes, objetivos y no discriminatorios. En el caso de los almacenamientos subterráneos (actividad distinta a la regasificación), el legislador ha establecido un régimen diferenciado de acceso.

[127] LÓPEZ CÁRCAMO, Zaida. cit. nota 28, p. 444.

BIBLIOGRAFÍA

- ALONSO, Alejandro, "*LNG in Spain, Key Figures and Regulatory Framework*", Disponible en: http://www.florenceschool.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Training/Specialized_training/Presentations/LNG%20in%20Spain%20%20Key%20Figures%20and%20Regulatory%20Framework%20-%20Al.pdf

- ARIÑO, Gaspar, *Principios de Derecho Público Económico,* 2ª Edición, Editorial Comares, Granada, 2001.

- BBG, sitio oficial, disponible en: http://www.bahiasdebizkaia.com

- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, sitio oficial, disponible en: http://www.cne.es

- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA: DIRECCIÓN DE GAS, SUBDIRECCIÓN DE TRANSPORTES, DISTRIBUCIÓN Y CALIDAD DE SERVICIO. "El sector, la regulación y el suministro de gas natural", Disponible en: http://www.cne.es/cne/doc/ConsumidoresCursosFormacion/cursoformacionsantiago2009/PDF5BIS1ModuloIIPto2.pdf

- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, "E*l Tercer Paquete Comunitario: impacto sobre el marco normativo energético español*". Disponible en: http://www.cne.es/cne/doc/intervencion/090610_CostaCampi_Desayunos.pdf

- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. "Informe Anual de la CNE a la Comisión Europea 2010". Disponible en: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA011_10-E.pdf

- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. "Informe sobre el Proyecto de Concentración Consistente en la Adquisición del Control de ENDESA S.A. por parte de GAS NATURAL SDG, S.A. mediante Oferta Pública de Adquisición de Acciones". Disponible en: http://tau.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne33_05.pdf

- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, "Informe Sobre la Consulta de un Comercializador sobre el Acceso al Mercado Secundario de Capacidad Conforme a los Establecido en el Reglamento CE 1775/2005", Disponible en: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne145_09.pdf

- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA. "Informe sobre la Consulta de una Empresa, sobre la Posibilidad de Traspasar Capacidad Contratada de Regasificación entre dos Plantas, y de Venderla o Subarrendarla a Terceros en un Mercado Secundario de Capacidad" Disponible en: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/cne19_09.pdf

- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, "Informe sobre la Evolución de la Competencia en los Mercados del Gas y la Electricidad, 2006-2008", Disponible en: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/PA-competencia-010.pdf

- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, "La Regulación del Mercado del Gas Natural en España", Disponible en: http://www.cne.es/cne/doc/publicaciones/informe_sectores/1999/gas/chap4.pdf ,

- COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, "Marco normativo básico e instituciones de regulación y supervisión", Disponible en: http://www.energiaysociedad.es/detalle_material_didactico.asp?id=45&secc=2#_ftn5

- EUROPEANS REGULATORS GROUP FOR ELECTRICITY & GAS. "ERGEG study on congestion management procedures & antihoarding mechanisms in the European LNG terminals", Disponible en: http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_ERGEG_PAPERS/Gas/2010/E09-LNG-1103_CMP%20in%20LNG_final%2016.11.2010.pdf

- LÓPEZ, Zaida, *Organización y Control del Sector del Gas Natural,* Universidad Complutense de Madrid, Facultad de Derecho, Madrid, 2009.

- MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO, "La Energía en España 2009", Disponible en: http://www.mityc.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_2009.pdf

- SERRANO, Marina "La Regulación del Acceso de Terceros a la Red Eléctrica", Disponible en: http://docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:QUiQOmzUZKQJ:www.ariae.org/pdf/CursoRegulacionColombia/ponencias/CNE%2520Espa%25F1a/CNE_Marina%2520Serrano/ACCESO%2520A%2520LAS%2520REDES%2520ELECTRICA.ppt+La+regulaci%C3%B3n+del+acceso+de+terceros+a+la+red+el%C3%A9ctrica&hl=es&gl=es&pid=bl&srcid=ADGEESiiGqIye38I2E7__L11eBDgAbcGyRa6uWjDkVfnANETMdCzR2n13M9bpo1wckdfYNv44Z7p8MUBXPQf3YNoMB1uu7Kj96U_9R3wRUes8xMckFi5oO2em0tA6oS1qQbp1yl&sig=AHIEtbTcBpOmrzT3gSg7Gm3K7jeRJdXWiA

- YUNTA, Raúl, "La Regulación de las Plantas de Regasificación de Gas Natural Licuado", en: ASOCIACIÓN IBEROAMÉRICANA DE ENTIDADES REGULADORAS DE LA ENERGÍA, *Energía: Desarrollos Regulatorios en Iberoamérica*, Editorial Civitas, Pamplona, España, 2009.

VII. CANADÁ

1. Introducción general

Aunque la industria del gas natural canadiense es una de las más grandes del mundo, el desarrollo del GNL es de reciente data en Canadá. Ello se explica porque, en general, la demanda de GNL en América del Norte es bastante baja ya que tanto Canadá como Estados Unidos tienden a ser relativamente autosuficientes gracias a la magnitud de sus reservas y a la interconexión de sus mercados de gas natural. De hecho, recién en 2009 Canadá recibió su primera importación de GNL y este sólo representa un 1,03% del consumo total de gas del país. Producto del escaso desarrollo de la industria, Canadá sólo tiene un terminal en operación, Canaport LNG, terminal cuya propiedad se distribuye entre Repsol YPF —socio controlador con un 75% de participación— e Irving Oil —socio minoritario, con un 25% de participación—.

Los terminales de GNL en Canadá deben cumplir tanto con la regulación federal como con la estadual o provincial. En el ámbito federal, la legislación principal aplicable al GNL es la *National Energy Board Act* (NEB Act), la *Canada Oil and Gas Operations Act* y la *Energy Administration Act.* Esta regulación es aplicada por la Comisión Nacional de Energía de Canadá o *National Energy Board,* cuyas potestades se enfocan sobre todo en la autorización de las exportaciones e importaciones de GNL.

A su vez, en lo que respecta a la legislación provincial, la única normativa que se ha aplicado hasta el minuto es la de la Provincia de New Brunswick*,* que es el lugar donde se encuentra ubicado Canaport*.* Esta legislación —la *Energy and Utilities Board Act* y la *Gas Distribution Act, 1999*— es administrada por la *New Brunswick Energy and Utilities Board* (Comisión de Energía y Servicios Públicos de New Brunswick)*,* quien tiene la potestad de autorizar la operación de las instalaciones de GNL mediante el otorgamiento de una franquicia de gas *(gas franchise).*

En términos generales, no encontramos regulación legal ni reglamentaria que establezca para los operadores de terminales de GNL la obligación de dar acceso a terceros a las instalaciones en condiciones no discriminatorias, ni tampoco la obligación de establecer medidas anti-acaparamiento. Considerando que Canaport es el único terminal operativo en Canadá, que su operación data apenas del año 2009, que en su estructura de propiedad existe integración vertical, que el 100% de su capacidad está contratada a Repsol YPF, quien además es el socio controlador, es posible concluir que hasta ahora los terminales de GNL no cuentan con regulación económica.

2. Descripción de la industria de terminales de regasificación en Canadá

a. Introducción

La industria del gas natural de Canadá es una de las más grandes e importantes del mundo. Esto se explica tanto por las reservas de gas natural existentes en el país como por su producción, consumo y exportación al resto del mundo. Según el *BP Statistical Review of World Energy* del año 2010, Canadá tiene la mayor cantidad de reservas de gas natural de

Norteamérica después de Estados Unidos, alcanzando los 1,75 billones de metros cúbicos[1]. De estas reservas, Canadá explotó el año 2009 alrededor de unos 161,4 mil millones de metros cúbicos, lo que lo sitúa como el tercer productor mundial de gas natural después de Estados Unidos y Rusia respectivamente[2].

En lo referido al consumo, el año 2009 Canadá consumió 94,7 mil millones de metros cúbicos —3,5% menos que en 2008, que fue de 98,2 mil millones—, lo que representa un 3,2% del consumo total mundial de gas natural, el cuarto más grande del mundo después de Estados Unidos, Rusia e Irán[3]. De acuerdo a estadísticas disponibles hasta el año 2008 de la *Canadian Gas Association,* este consumo se distribuye principalmente entre los sectores industrial (40,3%), residencial (27,1%), comercial (19,3%), generación eléctrica (13,2%) y transporte (0,1%)[4].

Históricamente Canadá ha satisfecho su consumo de gas natural a través de su propia producción[5]. El año 2009 Canadá importó 20,83 mil millones de metros cúbicos de gas natural (22% del consumo total de gas natural). De ese total, 19,85 mil millones se importaron desde Estados Unidos vía gasoductos y sólo 0,98 mil millones de metros cúbicos de gas natural se importaron como GNL a través del único terminal existente en Canadá, Canaport LNG[6]. En consecuencia el GNL tiene una pequeña participación dentro del mercado del gas natural de Canadá, representando sólo un 1,03% del consumo total de gas del país.

Como detallaremos a continuación, actualmente sólo existe un terminal de regasificación de GNL en operación en Canadá llamado Canaport LNG, que inició sus actividades en junio de 2009[7]. Durante dicho año, el terminal recibió GNL principalmente de Trinidad y Tobago —0,8 mil millones de metros cúbicos equivalentes a un 81,6% del GNL importado— y cantidades menores de Qatar y Egipto —0,09 y 0,08 mil millones de metros cúbicos, respectivamente—[8].

---

[1] En el informe original en inglés habla de "trillones". En consecuencia, la traducción correcta es de billones, por cuanto en castellano un billón son mil millones. BRITISH PETROLEUM, *BP, Statistical Review of World Energy 2010*, p. 22. <En World Wide Web: www.bp.com> [visitado el 01/12/2010].

[2] BP, Statistical Review of World Energy, cit, nota n. 1, p. 24.

[3] BP, Statistical Review of World Energy, cit. nota n. 1, p. 27.

[4] CANADIAN GAS ASSOCIATION, *Natural Gas End Use, Annual.* <En World Wide Web: http://www.cga.ca/publications/documents/Chart6-NaturalGasEndUse.pdf> [visitado el 21/12/2010].

[5] Canadá no sólo produce para su propio consumo, sino que es un importante exportador de gas natural a Estados Unidos como único destino de dichas exportaciones. El año 2009 se exportaron vía gasoductos 92,24 mil millones de metros cúbicos de gas natural a dicho país. BP. Statistical Review of World Energy, cit. nota n. 1, pp. 29-30.

[6] BP, Statistical Review of World Energy, cit. nota n. 1, pp. 29-30.

[7] CANAPORT LNG, "Who We Are". <En World Wide Web: http://www.canaportlng.com/pdfs/who_we_are.pdf> [visitado el 5/12/2010].

[8] BP, Statistical Review of World Energy, cit. nota n.1, pp. 31-32.

b. Terminales de GNL

Según información del Ministerio de Recursos Naturales de Canadá, actualizada al 19 de Noviembre de 2010[9], existe un solo terminal de regasificación operativo en Canadá y un terminal en construcción[10].

1. *Canaport LNG* se encuentra localizado en un sitio adyacente al Irving Oil Crude Terminal, localidad de Saint John, New Brunswick, costa atlántica del noreste de Canadá y tiene por objeto importar gas natural licuado para posteriormente enviarlo por medio de gasoductos al resto del país y a Estados Unidos. Inició sus operaciones en junio de 2009 y tiene un muelle y 3 estanques de 160.000 m3, lo que le permite lograr una capacidad de regasificación de 28 millones de metros cúbicos por día[11]. El terminal Canaport opera bajo el modelo de peaje *(tolling)*[12].

2. *Kitimat LNG.* Este terminal se encuentra en construcción y se ubicará en la localidad de Kitimat, en la Provincia de British Columbia, costa oeste de Canadá. El mismo tiene fecha de inicio de operaciones para el año 2014. Su capacidad de regasificación será de 17,5 millones de metros cúbicos por día[13].

c. Propiedad de los terminales de regasificación y relaciones de propiedad dentro de la cadena del gas natural

Canaport y Kitimat tienen la siguiente estructura de propiedad:

1. *Canaport LNG.* El dueño y operador del terminal es la empresa Canaport LNG, cuya propiedad es de Repsol YPF en un 75% —quien además es el socio administrador *(Managing General Partner)*— e *Irving Oil* en un 25%[14].

---

[9] NATURAL RESOURCES CANADA, Canadian LNG Imports and Exports Projects Update. <En World Wide Web: http://nrcan.gc.ca> [visitado el 01/12/2010].

[10] De acuerdo a los datos del Ministerio de Recursos Naturales de Canadá, existen asimismo dos proyectos que obtuvieron aprobación pero han sido suspendidos *(Rabaska LNG* y *Cacouna LNG),* 4 proyectos suspendidos y 2 cancelados. NATURAL RESOURCES CANADA, Canadian LNG Imports and Export Projects Update, cit. nota n. 9.

[11] CANAPORT LNG, About Us. <En World Wide Web: http://www.canaportlng.com/about_us.php> [visitado el 01/12/2010]. Otros datos importantes sobre el terminal es que contiene tres tanques de almacenamiento de1 60.000 metros cúbicos cada uno e instalaciones de desembarque del gas con capacidad de hasta 250.000 metros cúbicos. CANAPORT LNG, *Who we Are* <En Word Wide Web: http://www.canaportlng.com/pdfs/who_we_are.pdf> [visitado el 04/12/2010].

[12] CANAPORT LNG, Canaport LNG Fact Sheet. <En World Wide Web: http://www.canaportlng.com/pdfs/CanaportLNG_FactSheet.pdf> [visitado el 21/12/2010].

[13] NATURAL RESOURCES CANADA, Canadian LNG Imports and Exports Projects Update, cit. nota n. 9.

[14] CANAPORT LNG, Canaport *LNG Fact Sheet.* <En World Wide Web: http://www.canaportlng.com/pdfs/CanaportLNG_FactSheet.pdf> [visitado el 21/12/2010].

Repsol YPF es actualmente el tercer operador mundial del mercado del GNL[15]. En el caso del mercado de GNL de Canadá, éste tiene intereses en el negocio de suministro de GNL, en cuanto el gas transportado a Canaport LNG proviene principalmente de Atlantic LNG, terminal de licuefacción de GNL ubicado en Trinidad y Tobago, en cuya propiedad participa junto con otros socios[16].
Repsol Energy Canada Ltd., su subsidiaria, contrató el 100% de la capacidad de Canaport por 25 años.
Repsol YPF tiene asimismo participación en el mercado aguas abajo del gas natural. En efecto, el 100% de la capacidad del gasoducto Brunswick, el único que conecta con Canaport LNG, se encuentra contratado con su filial canadiense[17].
En conclusión, en Canadá existe un importante grado de integración vertical en la industria del GNL.

2. *Kitimat LNG:* El dueño y operador del terminal es la empresa Kitimat LNG, cuya estructura de propiedad se divide por partes iguales entre Galveston LNG y Pacific Northern Gas[18]. Esta última empresa tiene intereses en el segmento de distribución del gas natural al controlar 57 km. de gasoductos para la distribución de gas natural en la zona de Kitimat[19].

3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL

Canadá es un estado federal, de manera que es necesario distinguir entre normas federales y provinciales. Como indicamos previamente, el único terminal de GNL operativo en Canadá es Canaport LNG, que se ubica en la ciudad de Saint John en la Provincia de New Brunswick, por ello, sólo haremos referencia a la normativa de dicha provincia.

Debemos destacar que a los terminales de GNL se les aplica la regulación general del sector gasífero.

Ahora bien, tanto a nivel federal como regional, existen diversos controles y procedimientos relativos a la protección y seguridad ambiental a cargo de la *Canadian Environmental Assessment Agency* (Agencia canadiense de evaluación ambiental) o del *New Brunswick Department of Environment* (Ministerio del Medio Ambiente de New

---

[15] REPSOL YPF, *GNL: Una Energía Clave para el Futuro.* <En World Wide Web: http://www.repsol.com/es_es/corporacion/conocer-repsol/actividad/gnl/info.aspx> [visitado el 04/12/2010].
[16] Estos otros socios son: British Petroleum PLC, British Gas Group, GDF Suez y la Compañía Nacional de Gas de Trinidad y Tobago. ATLANTIC LNG, *Our Governance.* <En World Wide Web: http://www.atlanticlng.com/v2/?page_id=10> [visitado el 04/12/2010].
[17] CANAPORT LNG, Canaport LNG Fact Sheet. <En World Wide Web: http://www.canaportlng.com/pdfs/CanaportLNG_FactSheet.pdf > [visitado el 21/12/2010]. Ver también REPSOL ENERGY CANADA LTD, *Marketing News*. <En World Wide Web: http://www.repsolenergy.com/rec/rec.html> [visitado el 21/12/2010].
[18] HYDROCARBONS-TECHNOLOGY, *Kitimat LNG Import Terminal, Canadá*. <En World Wide Web: http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/kitimatlng/> [visitado el 01/12/2010].
[19] PACIFIC NORTHERN GAS LTD, *Operations.* <En World Wide Web: http://www.png.ca/company_operations.cfm> [visitado el 01/12/2010].

Brunswick)[20]. Un resumen de todos ellos, en relación a cada componente del terminal de GNL, puede encontrarse en el sitio web de *Natural Resources Canada* (Ministerio de Recursos Naturales de Canadá)[21].

a. Regulación principal

A nivel federal, las leyes más importantes que se aplican a las instalaciones de GNL son las siguientes:

1. *National Energy Board Act (NEB Act)*[22]. Esta ley crea el *National Energy Board* (NEB, Comisión Nacional de Energía), agencia reguladora federal independiente que regula las materias internacionales e interprovinciales relativas al petróleo, gas y electricidad. La ley contempla el otorgamiento de autorizaciones de importación y exportación de gas desde y hacia Canadá y los certificados de conveniencia y necesidad pública[23].

2. *Canada Oil and Gas Operations Act*[24]. Consagra la facultad del NEB para otorgar, denegar, cancelar o modificar permisos para la realización de trabajos relativos a la explotación de gas. Establece también la facultad del NEB para dictar reglamentos u ordenanzas relativas al transporte, derechos o tarifas respecto de la explotación de gas. Crea los *safety and conservation officers* (agentes de seguridad y control de la explotación) quienes velan por la aplicación de la ley y de sus reglamentos.

3. *Energy Administration Act.* Establece el sistema de fijación de precios respecto de determinados recursos naturales dentro de los cuales se encuentra el gas. Al respecto, señala que el Ministro de Recursos Naturales junto con el Gobierno de la Provincia de producción del gas, pueden fijar los precios de diversas variedades de gas[25].

A nivel provincial de New Brunswick, las leyes más importantes que aplican a las instalaciones de GNL son las siguientes:

1. *Energy and Utilities Board Act* (*New Brunswick EUB Act*)[26]. Esta ley crea la *New Brunswick Energy and Utilities Board* (Comisión de Energía y Servicios Públicos de New Brunswick o NBEUB), agencia provincial independiente que regula las materias relativas a petróleo, gas y electricidad,

---

[20] NEW BRUNSWICK DEPARTMENT OF ENVIRONMENT. <En World Wide Web: http://www.gnb.ca/0009/index-e.asp> [visitado el 5/12/2010].
[21] NATURAL RESOURCES CANADA, *Liquified Natural Gas Regulatory Requirements.* <En World Wide Web: http://nrcan.gc.ca/eneene/sources/natnat/regreg-eng.php> [visitado el 5/12/2010].
[22] <En World Wide Web: http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rpblctn/ctsndrgltn/ct/ntnlnrgybrdct-eng.html> [visitado el: 04/10/2010].
[23] Ver sobre todo partes III, IV y VI de la NEB Act.
[24] <En World Wide Web: http://laws.justice.gc.ca/en/O-7/index.html> [visitado el 04/12/2010].
[25] Sección 39, título *Price Restraint.*
[26] <En World Wide Web: http://www.gnb.ca/0062/acts/acts/e-09-18.htm> [visitado el 05/12/2010].

enfocándose en lo relativo a su organización, potestades y procedimientos. También regula las tarifas a cobrar a los usuarios por parte de las empresas de servicio público[27].

2. *Gas Distribution Act, 1999*[28]. En materia de GNL, esta ley establece la obligación de los operadores de terminales de GNL de contar con autorización del NBEUB a través de una franquicia de gas *(gas franchise)* y de una autorización para conectar gasoductos desde el terminal al resto de la red de distribución, junto con establecer normas de almacenamiento de gas natural[29].

b. Regulación de detalle

A nivel federal, las instalaciones de GNL están sometidas al *National Energy Board Act Part VI (Oil and Gas) Regulations (SOR/96-244)*[30] y la *National Energy Board Export and Import Reporting Regulations (SOR/95-563)*[31]. Dichas normativas tienen un carácter más técnico, refiriéndose a la información que los exportadores o importadores de gas natural deben proporcionar al NEB tanto para la obtención como para la posterior utilización de sus licencias.

4. Entes reguladores

Por ser Canadá un Estado federal conformado por provincias, hay que distinguir entre los órganos a nivel federal y a nivel provincial. En la descripción que sigue nos concentraremos únicamente en el NEB y el NBEUB, los dos reguladores de mayor relevancia en el contexto de la energía. La lista completa de los reguladores que intervienen en la operación de un terminal de GNL puede encontrarse en el sitio web del *Natural Resources Canada*[32].

a. National Energy Board (NEB, Comisión Nacional de Energía)[33]

Como hemos indicado, el regulador de mayor relevancia en el plano federal en materia de energía es el NEB. El NEB es una agencia federal independiente encargada de la regulación de asuntos interprovinciales e internacionales de las industrias eléctrica, petrolífera y gasífera. Es responsable ante el Parlamento de Canadá a través del Ministro de Recursos Naturales.

---

[27] Ver partes II –sobre todo Secciones 60 a la 65 -y III de la *New Brunswick EUB Act*.
[28] <En World Wide Web: http://www.gnb.ca/0062/acts/acts/g-02-11.htm> [visitado el 05/12/2010].
[29] Ver partes I –sobre todo la Secciones 6.1 (2) a la 6.2 (2)- y III de la Gas Distribution Act, 1999.
[30] <En World Wide Web: http://laws.justice.gc.ca/eng/SOR-96-244/index.html> [visitado el 05/12/2010].
[31] <En World Wide Web: http://laws.justice.gc.ca/eng/SOR-95-563/index.html> [visitado el 15/12/2010].
[32] NATURAL RESOURCES CANADA. Liquified Natural Gas Regulatory Requirements, cit. nota n. 21.
[33] NATIONAL ENERGY BOARD. <En World Wide Web: http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rpblctn/ctsndrgltn/ct/ntnlnrgybrdctprt2-eng.html#sII_1> [visitado el 01/12/2010].

b. New Brunswick Energy and Utilities Board (NBEUB, Comisión Provincial de Energía y Servicios Públicos)[34]

El NBEUB es una agencia administrativa independiente, supervigilada por la Legislatura de la Provincia de New Brunswick, encargada de la regulación de los mercados energéticos, particularmente los de electricidad, petróleo y gas natural.

5. Autorización de instalación de terminales

Como indicamos, según la información que hemos podido recabar de la revisión de la normativa canadiense y conforme a información otorgada directamente del NEB, el mismo no tendría mayores potestades sobre el terminal de GNL de Canaport. Por excepción, pareciera ser que los terminales requieren obtener dos tipos de autorizaciones de parte del NEB:

1. *Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública*[35]. Este certificado se exige para la construcción y operación del terminal. Como explican Seely y MacDonald, "este certificado será extendido si el NEB está conforme con que la instalación es y será requerida de acuerdo a la necesidad y conveniencia pública presente y futura, tomando en consideración factores tales como la disponibilidad de gas, las condiciones de mercado, las factibilidad económica del terminal, la responsabilidad financiera del proponente, y cualquier interés público que pueda ser afectado por el otorgamiento o rechazo de la solicitud"[36].
2. *Autorización en materia de importación y exportación de gas (incluyendo GNL)*. Sobre esto último, el NEB establece la información que deben proporcionar las empresas, la duración de las licencias de importación (no más de 25 años), las cantidades a importar o exportar, las unidades de medida y la inspección de instalaciones y documentos. La justificación de este requerimiento es asegurar una medida uniforme de importaciones de gas de manera de satisfacer las necesidades energéticas del mercado canadiense[37].

Aparte de las autorizaciones del NEB a nivel federal, los operadores de terminales de GNL en la Provincia de New Brunswick deben obtener de parte de la NBEUB dos tipos de autorizaciones:

---

[34] NEW BRUNSWICK ENERGY AND UTILITIES BOARD. <En World Wide Web: http://www.nbeub.ca/index.php/en/> [visitado el 04/12/2010].

[35] Las secciones 52 y 58 de la NEB Act sólo hacen una clara referencia a los gasoductos, sin embargo, en el sitio web de Natural Resources Canada, dentro de los requerimientos regulatorios que los operadores *pueden* –no que deben- cumplir, se encuentra la obtención de un certificado de pública necesidad y conveniencia. NATURAL RESOURCES CANADA, Liquified Natural Gas Regulatory Requirements, cit. nota n. 21.

[36] SEELY, David. MACDONALD, Alexander Q.C., *"Anatomy of a Liquefied Natural Gas Receiving Terminal in Atlantic Canada—an Overview of the Legal and Regulatory Hurdles"*, *Dalhousie Law Jornal*, Vol. 30 (2007), pg. 491, 498.

[37] Secciones 118 y 119.01 de la NEB Act.

1. *Franquicia de Gas*[38]. Para obtenerla, el operador del terminal debe acreditar su calidad de dueño o de controlador de la empresa dueña del terminal. El NBEUB está facultado para imponer en todas las condiciones que estime necesarias para la protección del interés público[39].

2. *Autorización de Interconexión*[40]. Es necesaria su obtención para que el operador del terminal pueda conectar el terminal a través de gasoductos con la red de distribución de un distribuidor de gas natural. Para la obtención de esta autorización, el operador debe demostrar que los clientes del distribuidor no serán materialmente perjudicados y que es capaz de cumplir con sus requisitos de calidad y presión del gas.

6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado

En Canadá, los principales órganos encargados de velar por la competencia de los mercados son el *Competition Bureau* (CB)[41] y el *Competition Tribunal* (CT)[42]. Ambos órganos tienen una estructura y funciones muy similares a la Fiscalía Nacional Económica (FNE) y al Tribunal de Defensa de la Libre Competencia (TDLC) chilenos: el CB es una fiscalía que presenta y defiende casos ante el CT, quien es el encargado de tomar las decisiones en materia de competencia.

En principio, los órganos encargados de velar por la competencia pueden intervenir transversalmente en todas las industrias y sectores económicos. Asimismo, las normas generales de la competencia también mantienen su vigencia. Esto implica que para mantenerse desregulados, los terminales de GNL no deben ser objeto de calificación de instalación esencial por parte del CT, pues dicha calificación conllevaría la obligación de dar acceso y la necesidad de regular los términos y tarifas de los servicios prestados. Esto sin perjuicio de otras cláusulas de las relaciones contractuales que puedan representar riesgos ante el derecho de la competencia. En todo caso, dada la estructura del mercado del gas natural en Canadá, resulta difícil pensar que pueda condenarse a un terminal de GNL bajo las Secciones 78 y 79 de la *Competition Act*[43].

---

[38] Secciónes 6.1 (1) y 6.1 (2) de la *Gas Distribution Act, 1999.*
[39] Secciones 5 (4) y 8 (1) de la *Gas Distribution Act, 1999.*
[40] Secciones 6.2 (1) y 6.2 (2) de la *Gas Ditribution Act, 1999.*
[41] COMPETITION BUREAU. <En World Wide Web: http://www.competitionbureau.gc.ca/eic/site/cb-bc.nsf/eng/home> [visitado el 02/12/2010].
[42] COMPETITION TRIBUNAL. <En World Wide Web: http://www.ct-tc.gc.ca/Home.asp> [visitado el 02/12/2010].
[43] COMPETITION BUREAU, *"Draft Updated Enforcement Guidelines on the Abuse of Dominance Provisions (Sections 78 and 79 of the Competition Act)"*. <En World Wide Web: http://www.competitionbureau.gc.ca/eic/site/cb-bc.nsf/eng/02950.html> [visitado el 05/12/2010]. Los requisitos exigidos por las autoridades de Canadá, como se aprecia en el borrador en cuestión pp. 39-41, no son fáciles de cumplir: "For such a denial to raise an issue under the Act, the following conditions must be present: (i) A vertically integrated firm that has market power in the downstream (or retail) market for the market in which the facility is used as an input in the time period following the denial; (ii) a denial of access to the facility has occurred for the purpose of excluding competitors from entering or expanding in the downstream market or otherwise negatively affecting their ability to compete; and (iii) the denial has had, is

No hemos constatado la existencia de mecanismos formales de coordinación e interacción pública entre la NEB y la CB y CT, ni órdenes o principios de jerarquía entre el regulador sectorial y los órganos encargados de la competencia. Por lo mismo, Canadá parece caracterizarse por un principio de concurrencia de competencias, es decir, los terminales de GNL están sujetos al mismo tiempo a la regulación sectorial y a la regulación de la competencia.

7. Solución de controversias

a. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores

Respecto a la solución de las controversias entre los particulares y el Estado, es necesario distinguir entre conflictos a nivel federal y conflictos a nivel provincial. A nivel federal, según vimos, el ente regulador principal de los terminales de GNL es el NEB.

Al respecto, en la *NEB Act* se señala que sus resoluciones son consideradas como judiciales en cuanto a su ejecución, asimilándose a los procedimientos y reglas de la Corte Federal o de cualquier corte provincial de mayor jerarquía[44]. El NEB debe pronunciase respecto a materias de su competencia, ya sea negando o acogiendo, total o parcialmente, de manera provisoria o definitiva, la solicitud presentada.

Contra las resoluciones del NEB procede apelación ante la Corte Federal de Apelaciones fundada en que el acto es contrario a derecho o producto de la extralimitación de la competencia del regulador[45].

Para presentar la apelación, es necesario que la misma Corte Federal de Apelaciones autorice la interposición del señalado recurso, en un proceso similar a un examen de admisibilidad. La solicitud de autorización ante la Corte Federal de Apelaciones debe presentarse dentro de los 30 días siguientes a la publicación de la resolución apelada bajo apercibimiento de ser declarada inadmisible[46]. Los ministros de la Corte podrán conceder un aumento del plazo por circunstancias excepcionales. La sentencia de la Corte de Apelaciones Federal es apelable ante la Corte Suprema de Canadá[47].

A nivel provincial, el organismo regulador en el caso particular del terminal de Canaport LNG es el NBEUB de New Brunswick. El NBEUB puede desarrollar investigaciones sobre las materias de su competencia, pudiendo recabar antecedentes de todo tipo de instituciones y citar a expertos e interrogar testigos[48]. Así, el NBEUB es competente para fallar todo tipo de asuntos de hecho y de derecho, teniendo amplia facultad para determinar el proceso

---

having or is likely to have the effect of substantially lessening or preventing competition in the downstream market".

[44] Sección 17 (1) de la NEB Act.

[45] Sección 22 (1) de la NEB Act.

[46] Sección 22 (1.1) de la NEB Act.

[47] DEPARTMENT OF JUSTICE CANADA, Canada´s Court System. <En World Wide Web: http://www.justice.gc.ca/eng/dept-min/pub/ccs-ajc/page3.html#federal> [visitado el 14/12/2010].

[48] Sección 24 de la New Brunswick EUB Act.

investigativo a seguir, pudiendo citar a las partes y demás interesados a audiencia[49]. Finalmente, toda decisión del NBEUB puede ser objeto de revisión ante la Corte de Apelaciones de New Brunswick dentro de los 30 días siguientes a su pronunciamiento. La interposición del recurso no tiene, por regla general, efecto suspensivo a menos que la Corte o el NBEUB lo estimen conveniente[50].

b. Controversias entre particulares

Dado que en Canadá no existen mecanismos de acceso obligatorio en favor de terceros, tampoco hay mecanismos institucionales establecidos para superar diferencias entre el terminal y los usuarios. Además, según hemos constatado, el 100% del terminal Canaport LNG se encuentra comprometido a su dueño, Repsol, por lo que en principio es poco probable que existen diferencias de este tipo en Canadá.

Sin perjuicio de lo anterior, de acuerdo a las normas generales, todo conflicto entre particulares puede ser conocido por las Cortes Federales, las que resuelven con autoridad de cosa juzgada. La sentencia de las cortes es apelable ante la Corte Federal de Apelaciones[51].

A nivel provincial, el tribunal competente de New Brunswick para resolver en primera instancia conflictos civiles y comerciales entre particulares es la *Trial Division* (división de juicios) de la *Court of the Queen`s Bench of New Brunswick* (Corte de la Banca de la Reina de New Brunswick)[52] mientras que el tribunal de segunda instancia procedente es la Corte de Apelaciones de New Brunswick[53].

c. Jurisprudencia relevante

No se ha encontrado jurisprudencia relevante en materia de GNL.

8. Integración vertical

Del análisis tanto de la normativa como de la estructura de propiedad de Canaport, mencionada en la descripción de la industria de terminales de regasificación, concluimos que en Canadá no existe regulación que prohíba o restrinja la integración vertical entre empresas operadoras o dueñas de terminales de GNL y otras que cumplan distintos roles dentro de la cadena del GNL, particularmente en las calidades de cargadores/usuarios del terminal y suministradores de gas. Esto sin perjuicio de las restricciones que sí puedan tener las firmas que realizan actividades de transmisión y distribución.

Dos posibles razones pueden explicar la falta de regulación de la integración vertical en la cadena del GNL: la primera sería la pequeña proporción que el mercado del GNL tiene en

[49] Sección 28 de la New Brunswick EUB Act.
[50] Sección 52 de la New Brunswick EUB Act.
[51] DEPARTMENT OF JUSTICE CANADA, Canada`s Court System, cit. nota n. 47.
[52] NEW BRUNSWICK COURTS. *Court of the Queen`s Bench*. <En World Wide Web: http://www.gnb.ca/cour/04CQB/index-e.asp> [visitado el 14/12/2010].
[53] NEW BRUNSWICK COURTS. *The Court of Appeal of New Brunswick*. <En World Wide Web: http://www.gnb.ca/cour/03COA1/index-e.asp [visitado el 14/12/2010].

Canadá en comparación con el resto del mercado de gas natural, lo que se explica por las razones vistas más arriba; mientras que la segunda podría ser el relativamente nuevo surgimiento de los proyectos de regasificación de GNL en Canadá.

9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación

En Canadá no hemos encontrado ningún obstáculo a que los terminales de GNL sean operados como entidades cerradas, esto es, sin acceso de terceros. De hecho, el único terminal actualmente existente, Canaport, es cerrado, estando el 100% de su capacidad contratada por Repsol.

En efecto, a nivel a federal, la *NEB Act* no consagra como potestad del NEB la imposición de obligaciones para el operador de dar acceso a terceros al terminal en condiciones no discriminatorias. Dadas las características del mercado canadiense del gas natural, la regulación federal se centra en la explotación de las reservas de gas y en la operación de los gasoductos. De acuerdo a lo mencionado más arriba, las atribuciones del NEB sobre los terminales se reducen principalmente a autorizar la importación y exportación de gas natural. Asimismo, las disposiciones de la *Canada Oil and Gas Operations Act* se refieren a la exploración y explotación de reservas de gas natural en el interior del país y no a su importación o exportación por medio de terminales de GNL[54].

En lo que respecta a la regulación provincial, la *New Brunswick EUB Act* establece en su Parte 3 la normativa básica aplicable a las empresas de servicios públicos en materia de regulación tarifaria[55], extensión y calidad del servicio[56]. No hay ninguna mención expresa a los terminales de GNL ni tampoco a la obligación de otorgar acceso a terceros en condiciones no discriminatorias para ellos. No consta tampoco que la *Gas Distribution Act* de 1999 establezca ninguna normativa semejante en materia de terminales de GNL.

10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL

No existe regulación en materia de tarifas aplicable a servicios ofrecidos por terminales de GNL. Tratándose de terminales operados en forma cerrada, los dueños no están sometidos a restricciones tarifarias.

11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC)

Canadá no cuenta con una regulación relativa a mecanismos de gestión de la congestión. No existe un mercado secundario de comercialización de la capacidad de regasificación y almacenaje de GNL, y no hay medidas anti-acaparamiento.

[54] Secciones 2.1 y 3 de la *Canada Gas and Oil Operations Act.*
[55] Secciones 59 a 64 de la EUB Act.
[56] Secciones 69 a la 70 de la EUB Act.

12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL

No hay normativa al respecto.

13. Transparencia y confidencialidad de la información

Canadá no cuenta con una regulación sobre este tema.

14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación de GNL

Canadá no cuenta con regulación en esta materia.

BIBLIOGRAFÍA

- ATLANTIC LNG, "Our Governance", disponible en: http://www.atlanticlng.com/v2/?page_id=10.
- BP. "Statistical Review of World Energy 2010", disponible en: www.bp.com.
- CANADIAN GAS ASSOCIATION, "Natural Gas End Use", disponible en: http://www.cga.ca/publications/documents/Chart6-NaturalGasEndUse.pdf.
- CANADIAN ENVIRONMENTAL ASSESTMENT AGENCY, sitio official, disponible en: http://www.ceaa.gc.ca/default.asp?lang=En&n=D75FB358-1.
- CANAPORT LNG, "Who We Are", disponible en: http://www.canaportlng.com/pdfs/who_we_are.pdf.
- CANAPORT LNG, "About Us", disponible en: http://www.canaportlng.com/about_us.php.
- CANAPORT LNG, "Canaport LNG Fact Sheet", disponible en: http://www.canaportlng.com/pdfs/CanaportLNG_FactSheet.pdf.
- COMPETITION BUREAU, sitio oficial, disponible en: http://www.competitionbureau.gc.ca/eic/site/cb-bc.nsf/eng/home.
- COMPETITION TRIBUNAL, sitio oficial, disponible en: http://www.ct-tc.gc.ca/Home.asp.
- DEPARTMENT OF JUSTICE CANADA, "Canada`s Court System 2, disponible en: http://www.justice.gc.ca/eng/dept-min/pub/ccs-ajc/page3.html#federal.
- ÉNERGIE GRANDE-ANSE, sitio oficial, disponible en: http://www.energiegrandeanse.com/.
- HYDROCARBONS-TECHNOLOGY, "Kitimat LNG Import Terminal", Canadá, disponible en: http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/kitimatlng/
- MAPLE LNG, sitio oficial, disponible en: http://www.maplelng.com/?id=19.
- NATURAL RESOURCES CANADA, "About Natural Gas", disponible en: http://nrcan.gc.ca.
- NATURAL RESOURCES CANADA, "Canadian LNG Imports and Export Projects Update", disponible en: http://nrcan.gc.ca.

- NATURAL RESOURCES CANADA, "Canadian LNG Imports and Exports Projects: Status as of May 2009", disponible en: http://nrcan.gc.ca.

- NATURAL RESOURCES CANADA, "Liquified Natural Gas Regulatory Requirements", disponible en: http://nrcan.gc.ca/eneene/sources/natnat/regreg-eng.php.

- NATIONAL ENERGY BOARD, sitio oficial, disponible en: http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rpblctn/ctsndrgltn/ct/ntnlnrgybrdctprt2-eng.html#sII_1.

- NATIONAL ENERGY BOARD, "Appropriate Dispute Resolution Guidelines-July 2003", disponible en: http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rpblctn/ctsndrgltn/rrggnmgpnb/pprprtdsptrsltn/pprprtdsptrsltn-eng.html.

- NATIONAL ENERGY BOARD, "Guidelines for Negotiated Settlements of Traffic Tolls and Tariffs", disponible en: https://www.neb-one.gc.ca/ll-eng/livelink.exe/fetch/2000/90463/157025/208496/A0E4C1__Letter_Decision.pdf?nodeid=208497&vernum=0.

- NEW BRUNSWICK ENERGY AND UTILITIES BOARD, sitio oficial, disponible en: http://www.nbeub.ca/index.php/en/.

- NEW BRUNSWICK COURTS, "Court of the Queen`s Bench", disponible en: http://www.gnb.ca/cour/04CQB/index-e.asp.

- NEW BRUNSWICK COURTS, "The Court of Appeal of New Brunswick", disponible en: http://www.gnb.ca/cour/03COA1/index-e.asp.

- PACIFIC NORTHERN GAS LTD, "Operations", disponible en: http://www.png.ca/company_operations.cfm.

- RABASKA LNG, "The Why and Wherefore", disponible en: http://www.rabaska.net/project#why-wherefore.

- REPSOL ENERGY CANADA LTD, "Marketing News", disponible en: http://www.repsolenergy.com/rec/rec.html.

- REPSOL YPF, GNL: "Una Energía Clave para el Futuro", disponible en: http://www.repsol.com/es_es/corporacion/conocer-repsol/actividad/gnl/info.aspx.

VIII. MÉXICO

1. Introducción general

En el mercado de gas natural mexicano, un 4,94% del consumo total es satisfecho a través de la importación de GNL. La introducción al país del GNL comenzó en el año 2006, con la entrada en funcionamiento del Terminal de GNL de Altamira. Este es uno de los dos terminales que se encuentran en funcionamiento actualmente en el país, encontrándose además uno en construcción. El Terminal de Altamira es de propiedad de Shell (50%), Total (25%) y Mitsui & Co (25%). Desde el año 2008, se encuentra en operaciones el Terminal de Energía Costa Azul, el que pertenece completamente a Sempra Energy.

El órgano encargado de regular el sector de la energía es la Comisión Reguladora de Energía. Ella es quien otorga el permiso respectivo a los privados que deseen desarrollar actividades reguladas en el ámbito del gas natural. Debemos señalar que en México la industria del GNL se ha desarrollado al alero de la regulación común en materia de gas natural, específicamente se les han otorgado permisos a los terminales de regasificación correspondientes a la actividad regulada de almacenamiento de gas natural, incorporando dentro del servicio de almacenamiento la regasificación. La regulación que aplica a los terminales es el Reglamento de Gas Natural, mismo cuerpo que rige a las demás actividades relacionadas con este recurso. Las normas de detalle que regulan la actividad de los terminales de regasificación se encuentran establecidas en los permisos que la Comisión Reguladora de Energía otorga para su funcionamiento (permisos de almacenamiento de gas natural) y en las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio, documento que forma parte de estos permisos y que contiene regulación específica para cada permisionario.

En cuanto al acceso a las instalaciones de regasificación, el Reglamento de Gas Natural contiene normas que obligan a los permisionarios a permitir el acceso de terceros a sus sistemas (es decir, a las instalaciones que se usan para prestar el servicio respectivo), siempre que sea sobre la capacidad que no esté siendo utilizada y que se celebre un contrato para la prestación del servicio. Sin embargo, los permisos que se otorgaron a ambos terminales en funcionamiento establecen que se tiene acceso a la capacidad que no haya sido contratada, no a la que no se esté utilizando. Por último, la metodología para la fijación de las tarifas se encuentra establecida en una directiva. Las tarifas de los terminales deben ser aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía.

2. Descripción de la industria de terminales de regasificación de México

a. Introducción

México produce el 1,9% del gas natural del mundo, consume el 2,4% y posee el 0,3% de las reservas comprobadas[1]. La demanda total de gas natural de México para el año 2008 fue de 74.651,65 millones de metros cúbicos, siendo el sector que más gas consumió el de

[1] BRITISH PETROLEUM, *BP, Statistical Review of World Energy 2010*, p. 22-27. <En World Wide Web: www.bp.com> [visitado el 01/12/2010].

generación eléctrica (28.977,65 millones de metros cúbicos) con un 38,81% del total. La demanda por sector se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 1[2]
Demanda de Gas Natural por sector, año 2008
(Millones de metros cúbicos)

Consumo por sector	**Volumen**	**Porcentaje**
Generación eléctrica	28.977,65	38,81%
Petrolero	19.546,44	26,18%
Recirculaciones Internas	14.333,36	19,2%
Industrial	10.612,7	14,21%
Residencial	901,67	1,21%
Servicios	259,1	0,35%
Transporte Vehicular	20,73	0,03%
Total	74.651,65	99,99%

Durante la década 1998-2008 la demanda de gas natural de México sobrepasó su producción nacional. La oferta nacional ha aumentado anualmente en un 4,2%, mientras que la demanda ha crecido en un 5,9%[3]. Para subsanar esta diferencia, México ha importado gas natural en mayores cantidades, tanto desde Estados Unidos como mediante dos terminales de regasificación (Altamira y Ensenada) que entraron en operación en 2006 y 2008 respectivamente[4]. El gas natural importado, que en 1998 representaba el 3,7% de la demanda nacional, para 2008 representó el 18,6%[5]. En efecto, durante el año 2008 las importaciones de gas natural llegaron a su máximo histórico de 13.877,35 millones de m^3. De dicho total, un 73,4% ingresó desde Estados Unidos mediante ductos interconectados, mientras que el resto, un 26,6%, fue internado por los terminales de regasificación[6].

En consecuencia, la participación del GNL en el mercado de gas natural mexicano es relativamente pequeña. El porcentaje de la demanda interna total de gas natural que se abasteció mediante este combustible durante el año 2008 ascendió a un 4,94%.

El GNL que se importó a México durante el 2008 provino de Qatar, Trinidad y Tobago, Egipto, Noruega y Nigeria, en los porcentajes y volúmenes que se muestran en la siguiente tabla:

[2] Elaboración propia a partir de la Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2009-2024, elaborada por la Secretaría Nacional de Energía. Los datos se encontraban en millones de pies cúbicos diarios, por lo que los porcentajes no suman un 100%.

[3] GOBIERNO FEDERAL, SECRETARÍA DE ENERGÍA. *Prospectiva del Mercado del Gas Natural 2009-2024,* México, 2009, p. 112. <En World Wide Web: http://sener.gob.mx/portal/publicaciones.html> [visitado 21/11/2010].

[4] GOBIERNO FEDERAL, SECRETARÍA DE ENERGÍA, cit. nota n. 3, p. 112.

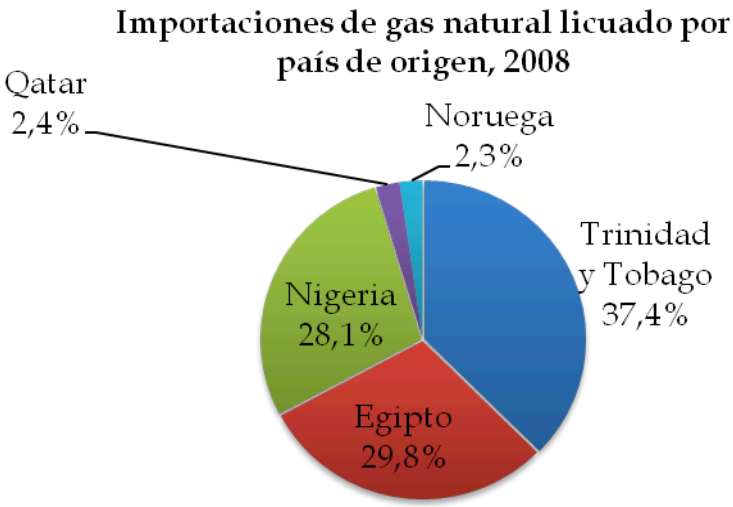
[5] GOBIERNO FEDERAL, SECRETARÍA DE ENERGÍA, cit. nota n. 3, p. 112.

[6] GOBIERNO FEDERAL, SECRETARÍA DE ENERGÍA, cit. nota n. 3, p. 67.

Tabla 2[7]
Importación de Gas Natural Licuado por País, año 2008
(millones de metros cúbicos)

País de Origen	Volumen	Porcentaje
Trinidad y Tobago	1.379,89	37,4%
Egipto	1.099,49	29,8%
Nigeria	1.036,77	28,1%
Qatar	88,55	2,4%
Noruega	84,86	2,3%
Total	3.689,57	100%

Gráfico 1[8]



Fuente: Gas del Litoral y Energía Costa Azul

b. Terminales de GNL

De acuerdo a información de la Comisión Reguladora de Energía (CRE)[9], hasta la fecha dicho organismo ha otorgado seis permisos para terminales de GNL, de los cuales dos corresponden a terminales en operación y uno a un terminal en construcción. Los demás permisos fueron revocados o cancelados y uno fue terminado por el mismo permisionario, conforme se indica en la siguiente tabla:

[7] Elaboración propia a partir de la Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2009-2024, documento elaborado por la Secretaría Nacional de Energía. Los datos presentes en el documento se encontraban en millones de pies cúbicos diarios.
[8] GOBIERNO FEDERAL, SECRETARÍA DE ENERGÍA, cit. nota n. 3, p. 112.
[9] Comisión Reguladora de Energía, en "Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2009-2024", documento elaborado por la Secretaría de Energía de México, página 63, cit. nota n. 3.

Tabla 3
Permisos de Almacenamiento de GNL otorgados por la CRE

Nombre de la empresa	Gas Natural Baja California	Terminal de LNG de Altamira	Terminal LNG de Baja California	Energía Costa Azul	Chevron Texaco	Terminal KMS de GNL
Localización	Tijuana, Baja California	Altamira, Tamaulipas	Ensenada, Baja California	Ensenada, Baja California	Islas Coronado, Baja California	Manzanillo, Colima
Número de Resolución	RES/074/2003	RES/145/2003	RES/146/2003	RES/147/2003	RES/344/2004	RES/406/2008
Número de Permiso	G/136/ALM/2003	G/138/ALM/2003	G/139/ALM/2003	G/140/ALM/2003	G/161/ALM/2004	G/228/ALM/2008
Fecha de Permiso	30/04/2003	31/07/2003	31/07/2003	07/08/2003	09/12/2004	05/12/2008
Capacidad de regasificación (mm^3/d)	21,24 - 28,32	14,16 - 21,52	28,32 - 36,81	28,32 - 36,81	19,82	14,16
Capacidad de regasificación (mmmpcd)	0,75 - 1,0	0,5 - 0,76	1,0 - 1,3	1,0 - 1,3	0,7	0,5
Número de tanques de almacenamiento	2	2	2	2	2	2
Tipo de tanques	Cilíndrico vertical Contención total	Cilíndrico vertical Contención total	Cilíndrico vertical Contención total	Cilíndrico vertical Contención total	Prismático Contención total	Cilíndrico vertical Contención total
Capacidad de cada tanque (m^3)	140.000	150.000	170.000	160.000	125.000	150.000
Capacidad de almacenamiento de la terminal (m^3)	280.000	300.000	340.000	330.000	250.000	300.000
Inversión (millones de dólares)	$558,5	$378,61	$747,00	$875,00	$758,00	$783,00
Entrada en operación	Cancelado	30/09/2006	Revocado	14/05/2008	Terminación anticipada	01/09/2011
Posibles fuentes de suministro	Indonesia, Malasia	Nigeria, Trinidad y Tobago, Argelia, Qatar	Australia, Rusia	Qatar, Bolivia, Australia, Indonesia, Malasia	Australia	Perú, Indonesia, Rusia, Australia

Fuente: Comisión Reguladora de Energía, en "Prospectiva del Mercado de Gas Natural, 2009-2024", documento elaborado por la Secretaría de Energía de México.

A continuación nos referiremos a los terminales que se encuentran en operación y en construcción:

1. *Terminal de Altamira.* Este terminal se encuentra ubicado cerca de Tampico, en el estado de Tamaulipas. Entró en operaciones el 30 de septiembre de 2006 y posee una capacidad de regasificación de 14,16 a 21,52 miles de metros cúbicos diarios ($mm^{3/}d$) en la primera etapa. Fue construido para asegurar el abastecimiento de gas natural a las centrales de ciclo combinado de Altamira V, Tuxpan V y Tamazunchale[10].
   Este terminal funciona bajo la modalidad de peaje (*tolling*), es decir, el operador sólo cobra un peaje o tarifa por los servicios de almacenaje y regasificación, sin hacerse dueño ni tomar riesgo sobre el gas.

2. *Terminal de Energía Costa Azul.* Este terminal se encuentra ubicado en Ensenada, estado de Baja California (norte de México). Entró en operaciones el 14 de mayo de 2008 y posee una capacidad de regasificación de 28,32 a 36,81 mm^3/d. Fue construido con el fin de abastecer de gas natural a las centrales Presidente Juárez, Rosarito III, Rosarito unidad 7, Mexicali II y a las centrales Baja California II y III.
   El 17 de octubre de 2007 la CRE expidió la resolución RES/389/2007, por la que autorizó la modificación del permiso G/140/ALM/2003 de Ensenada, Baja California, aprobando la ampliación de la capacidad de almacenamiento al doble de la original y la ampliación de la capacidad de regasificación a 73,63 mm^3/d[11].
   Al igual que el Terminal de Altamira, su modalidad de gestión es de peaje (*tolling)*, es decir, el operador cobra por el servicio de regasificación y almacenamiento, por lo que no se hace dueño del gas.

Existe además un terminal que se encuentra en construcción:

3. *Terminal KMS de GNL.* Este terminal se ubicará en el sitio denominado Tepalcates en el municipio de Manzanillo, Colima. Se proyecta su entrada en operación para septiembre de 2011[12].

c. Propiedad de los terminales de regasificación y relaciones de propiedad dentro de la cadena de gas natural

A continuación se señala la estructura de propiedad de los terminales de regasificación mexicanos[13]:

---

[10] Informe Anual 2009 CRE. p. 58 y Prospectiva del Mercado del Gas Natural 2009-2024, cit. nota n. 3, p. 64.
[11] Ibidem.
[12] Ibidem.
[13] Los contratos a largo plazo celebrados por los dueños de los terminales de regasificación mexicanos con distintas empresas proveedoras de GNL son los siguientes (información actualizada a 2009, elaborada a partir del documento The LNG Industry 2009, documento elaborado por Groupe International des Importateurs de Gaz Naturel Liquéfié):
- Indonesia-México. Exportador: Tanah Merah. Vendedor: Tangguh PSC Contractor Parties. Importador: Energía Costa Azul. Comprador: Sempra LNG (dueña de Energía Costa Azul). Cantidad nominal adquirida (10^6 t/año): 3,7. Duración contrato: 2008-2029. Tipo de contrato: D.E.S.

1. *Terminal de Altamira.* Este terminal es propiedad de y operado por la empresa Terminal de LNG de Altamira, S. de R. L. de C. V., empresa formada por un *joint venture* entre Royal Dutch Shell (50%), Total (25%) y Mitsui & Co (25%)[14].

   Shell y Total son dueñas en un 75% y 25% respectivamente de la empresa Gas del Litoral, empresa que se reservó la capacidad total de la terminal de Altamira.

   Shell tiene además derechos de capacidad en el terminal de Energía Costa Azul[15] y es dueña de un 27,5% menos 1 de la empresa Sakhalin Energy Investment Company Ltd. (SEIC), quien celebró un contrato con Energía Costa Azul para entregarle GNL.

   Por su parte, Total está llevando a cabo una serie de estudios en conjunto con PEMEX en el marco de un acuerdo de cooperación firmado el 2003 y renovado el 2010. Además es dueña de un 16,7% del tren 5 de Qatargas II TB, quien posee un contrato para suministrar GNL a Altamira.

   Mitsui & Co. posee intereses en el terminal de licuefacción de Tangguh LNG Project (a través de una subsidiaria que a su vez posee el 10% de este proyecto) y en el terminal de licuefacción de Sakhalin Energy Investment Company Ltd. (SEIC), empresa en la cual posee directamente un 12,5%. Ambos terminales tienen contratos para suministrar GNL a los terminales mexicanos.

   Mitsui & Co es la matriz de la empresa de generación eléctrica Compañía de Generación de Valladolid S. de R.L. de C.V.[16] [17], empresa que es dueña de la central de energía Valladolid III, en construcción en Valladolid, península de Yucatán.

   En diciembre de 2009, Mitsui & Co. llegó a un acuerdo con Gas Natural SDG, S.A. para adquirir un portafolio de cinco empresas de generación eléctrica (que tienen plantas de ciclo combinado) y otras compañías relevantes que incluyen una empresa de transporte de gas, todas a través de

---

- Qatar-México. Exportador: Ras Laffan. Vendedor: Qatargas II TB. Importador: Altamira. Comprador: Total. Cantidad nominal adquirida (10^6 t/año): 0,7. Duración contrato: 2009-2021. Tipo de contrato: D.E.S.
- Rusia-México. Exportador: Sakhalin. Vendedor: SEIC. Importador: Energía Costa Azul. Compradores: Gazprom Global LNG y Shell Eastern LNG. Cantidad nominal adquirida (10^6 t/año): 1. Duración contrato: 2009-2028. Tipo de contrato: D.E.S.

De la información acompañada, se desprende que las empresas que poseen contratos de suministro de GNL con los terminales de regasificación mexicanas son: Tangguh PSC Contractor Parties, Qatargas II TB y SEIC.

[14] <En: World Wide Web: http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/altamiralngmexico/> [visitado 22/11/2010].

[15] ROYAL DUTCH SHELL. *Royal Dutch Shell PLC Annual Report and Form 20-F for the Year Ended December 31, 2009*, p. 28. <En: World Wide Web: http://www.shell.com/home/content/investor/financial_information/annual_reports_and_publications/> [visitado 2/12/2010].

[16] MITSUI & CO., LTDA. *Form 20-F*, p. 33. <En: World Wide Web: http://www.mitsui.co.jp/search_en/search.php?q=form+f20&sort=date%3AD%3AL%3Ad1&output=xml_no_dtd&client=mitsui_co_jp_en&oe=UTF-8&ie=iso-88591&proxystylesheet=mitsui_co_jp_en&btnG.x=0&btnG.y=0> [visitado 03/12/2010].

[17] <En: World Wide Web: http://www.chuden.co.jp/english/corporate/press2006/0706_2.html> [visitado 03/12/2010].

MT Falcon Holdings Company S.A.P.I. de C.V. (cuya propiedad es 70% de Mitsui y 30% de Tokyo Gas Co. Ltda.).
En conclusión y de acuerdo a la información recabada, sólo Mitsui & Co. tiene intereses aguas abajo en la cadena de gas natural.

2. *Terminal de Energía Costa Azul.* Este terminal es propiedad de la empresa Terminal de GNL de Energía Costa Azul S. de R.L. de C.V. Dicha empresa es a su vez propiedad de Sempra México, subsidiaria de Sempra Energy, una de las empresas de distribución de gas natural más grandes de los Estados Unidos[18].
Sempra Energy tiene intereses en el sector de transporte de gas natural a través de la empresa relacionada Gasoducto Bajanorte S. d R.L. de C.V., quien opera 300 kilómetros de gasoductos. También tiene intereses en este segmento a través de la empresa "Transportadora de Gas Natural de Baja California, S. de R.L. de C.V.", subsidiaria de Sempra México[19].
Sempra Energy desarrolla asimismo actividades dentro del segmento de distribución de gas natural a través de su subsidiaria ECOGAS que funciona en tres estados: Chihuahua, La Laguna-Durango y Mexicali.
Por último, Sempra Energy es dueña de la Termoeléctrica de Mexicali, planta de generación eléctrica de ciclo combinado que se encuentra en el estado de Baja California[20].
De conformidad con lo anterior, Sempra Energy tiene intereses a lo largo de toda la cadena de gas natural.

3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL

México no cuenta con regulación específica para terminales de regasificación, únicamente posee una norma técnica en la cual se establecen reglas de seguridad aplicables a los terminales de almacenamiento y regasificación, siendo este el único cuerpo normativo que hace referencia explícita a las terminales de regasificación de GNL y a las instalaciones de regasificación.

Lo que se ha hecho en la práctica ha sido otorgar permisos de almacenamiento de gas natural a los terminales de regasificación e incorporar dentro de ellos la actividad de regasificación. Esto tiene como efecto el que no haya sido necesario dictar normas para que pudiesen operar los terminales, sino que se ha aplicado la normativa general en materia de gas natural a su funcionamiento y se han especificado las condiciones del servicio en los permisos entregados y en las "Condiciones Generales para la Prestación del Servicio" (documento que forma parte del respectivo permiso y que la Comisión Reguladora de Energía aprueba, según se explica más adelante).

La principal regulación para el mercado del gas natural es el Reglamento de Gas Natural (RGN), que data del año 1995. Éste establece las diferencias entre los distintos servicios

[18] <En: World Wide Web: http://www.energiacostaazul.com.mx/Spanish/seMex.htm> [visitado 21/11/2010].
[19] <En: World Wide Web: http://www.semprapipelinesandstorage.com/index.html> [visitado 02/12/2010].
[20] <En: World Wide Web: http://www.sempragеneration.com/termoMex.htm> [visitado 02/12/2010].

prestados, la posibilidad de contar con más de un permiso por una misma empresa, los contenidos mínimos de los permisos, normas sobre el acceso a terceros, etc.

Asimismo, como se señaló, existe una norma técnica aplicable a las terminales de GNL sobre materias de seguridad.

Además, la Comisión Reguladora de Energía tiene dentro de sus facultades emitir directivas, las que según el RGN son disposiciones de carácter general que establecen criterios, lineamientos y metodologías aplicables a las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. Existen dos directrices aplicables al GNL: una sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural; y otra referente a las obligaciones de información que tienen los permisionarios en la industria del gas.

a. Regulación principal[21]

1. *La Constitución.* La Constitución mexicana en su artículo 27 establece el dominio directo de la Nación sobre los hidrocarburos, estableciendo un monopolio a favor de esta[22].
   Desde este precepto arranca la normativa aplicable al gas natural que permite la participación de los privados en el mercado como una excepción al régimen general de monopolio público. La Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo señala que "el transporte, el almacenamiento y la distribución de gas podrán ser llevados a cabo, previo permiso, por los sectores social y privado, los que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan". Ello permite la participación de los particulares dentro del mercado, los que requieren de un permiso para desarrollar las actividades reguladas. Dentro de estos permisos se encuentra el de almacenamiento de gas natural, el que se ha utilizado para autorizar a las empresas a desarrollar proyectos de terminales de regasificación.

[21] La jerarquía normativa en el sector del gas se puede describir de la siguiente manera (desde el cuerpo normativo de mayor jerarquía al de menor):
1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, artículos 25, 27 y 28.
2. Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo.
3. Reglamento de Gas Natural.
4. Normas Técnicas.
5. Directivas.
6. Permisos y Condiciones Generales.

[22] En estricto rigor, es la Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del petróleo la que establece este monopolio, ya que su artículo 1 inciso primero señala que es un monopolio de la Nación la exploración y explotación del petróleo y las demás actividades a que se refiere el artículo tercero, las que se consideran estratégicas en los términos del artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, actividades que serán llevadas a cabo por Petróleos Mexicanos. Sin embargo esta norma no hace más que explicitar y darle un contorno delimitado a la decisión constitucional de reservar a la Nación los recursos indicados.

2. *Ley de la Comisión Reguladora de Energía.* Ella establece el ente regulador de la industria, la Comisión Reguladora de Energía, y señala algunas de sus atribuciones. Dentro de sus tareas está la de promover el desarrollo eficiente de los sistemas de almacenamiento de gas. Para ello tiene dentro de sus competencias la de aprobar y expedir los términos y condiciones para el desarrollo de la industria; expedir las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios; y otorgar y revocar los permisos y autorizaciones que se requieran para la realización de las actividades reguladas[23], entre las cuales encontramos a la industria de regasificación de GNL.

3. *Reglamento de Gas Natural (RGN).* Este tiene por fin reglamentar "la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, con el objeto de regular las ventas de primera mano, así como las actividades y los servicios que no forman parte de la industria petrolera en materia de gas natural, a efecto de asegurar su suministro eficiente"[24]. El órgano encargado de aplicar este cuerpo normativo es la Comisión Reguladora de Energía (CRE), quien tiene a su cargo entregar de conformidad al reglamento los permisos necesarios para desarrollar los servicios relacionados al gas natural, incluyendo el almacenamiento[25].

   El reglamento señala que los permisionarios poseen la obligación de permitir a los usuarios el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a los servicios en sus respectivos sistemas. El RGN regula la forma de fijar las tarifas, señalando que será la CRE, quien mediante directivas, establecerá la metodología para el cálculo de las tarifas iniciales y para su ajuste. En caso de existir condiciones de competencia a juicio de la Comisión Federal de Competencia no será necesaria la metodología.

   El RGN también establece restricciones societarias; regula la transferencia, modificación, extinción y revocación de los permisos; regula el transporte y almacenamiento para usos propios; establece el régimen de sanciones; y los requerimientos de información que la CRE puede hacer, entre otros, a los permisionarios.

b. Regulación de detalle

1. *Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2004,* que regula los requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas,

[23] Según el artículo 2 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, "para efectos de esta Ley, se entenderá por actividades reguladas las mencionadas en las fracciones anteriores", las que comprenden las ventas de primera mano del gas y el transporte y distribución de gas, así como los sistemas de almacenamiento directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto, o que forman parte integral de las terminales que importan o distribuyen dichos productos".

[24] Artículo 1 RGN.

[25] El servicio de almacenamiento según el RGN "comprende la recepción de gas en un punto del sistema de almacenamiento y la entrega, en uno o varios actos, de una cantidad similar en el mismo punto o en otro contiguo del mismo sistema" (artículo 60).

equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.
Esta norma regula diversos aspectos de los terminales de GNL, distinguiendo entre terminales de almacenamiento en tierra firme y terminales de almacenamiento que se encuentran costa afuera.

2. *Directiva sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007.*

3. *Directiva de información para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-006-2006.* Ella establece obligaciones de informar, a los importadores y permisionarios, estableciendo a su vez sanciones conforme a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional del Ramo del Petróleo y sus disposiciones reglamentarias.

4. Entes reguladores

Dos son los organismos con competencia en materia energética, uno dependiente del otro; la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Esta última es la encargada de velar por el cumplimiento de la normativa del sector del gas y de su gestión, como tal es quien posee las competencias referentes a permisos, revocación de estos, tarifas, etc. Por su parte, la SENER tiene potestades en materias normativas, siendo la encargada de preparar las normas de carácter general aplicables al sector. Además es el órgano superior jerárquico de la CRE, haciendo la salvedad de que la Ley de la Comisión Reguladora de Energía señala que ella "gozará de autonomía técnica, operativa, de gestión y de decisión en los términos de esta ley"[26].

Debido a lo anterior, la exposición de las materias de esta sección se centrará en la CRE, considerando que es el regulador sectorial y que las tareas de la SENER relativas a gas natural son más generales y abstractas que prácticas o materiales.

a. La Secretaría de Energía (SENER)

En relación a la **potestad normativa** es tarea de la SENER formular respecto a los asuntos de su competencia los proyectos de leyes, reglamentos, decretos, acuerdos, y órdenes del Presidente de la República. Estas normas deben llevar la firma del Secretario de Estado o del Jefe de Departamento Administrativo respectivo (en caso de ser de competencia de dos o más Secretarios o Departamentos, deberán ser firmados por todos los titulares de los entes señalados). Así por ejemplo, el RGN, cuerpo normativo más importante en materia de regulación de las terminales de GNL desde un punto de vista legal, lleva la rúbrica del Secretario de Energía y del Secretario de Comercio y Fomento Industrial.

En lo vinculado a la **potestad fiscalizadora**, dentro de las tareas que la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal encomienda a la SENER se encuentra la de "[r]egular y en su caso, expedir normas oficiales mexicanas sobre producción, comercialización,

[26] Artículo 1 Ley de la Comisión Reguladora de Energía.

compraventa, condiciones de calidad, suministro de energía y demás aspectos que promuevan la modernización, eficiencia y desarrollo del sector, así como controlar y vigilar su debido cumplimiento"[27]. Por otra parte, la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo obliga a los permisionarios a permitir acceso a los verificadores de la SENER a sus instalaciones, así como a proporcionar toda la información que le sea requerida para comprobar el cumplimiento de las obligaciones a su cargo[28].

A su vez, la SENER posee la facultad de iniciar, tramitar y resolver procedimientos administrativos e **imponer las sanciones** que correspondan, en términos de las disposiciones aplicables[29]. Esta es una norma general y no se refiere específicamente al gas natural, menos aún a los terminales de regasificación. Por su parte, el Reglamento de Gas Natural señala que será la CRE quien impondrá las sanciones, por lo que al hacer referencia a ella se verá el régimen sancionatorio.

b. Comisión Reguladora de Energía (CRE)[30]

La CRE es el organismo más importante en materia de regulación del sector gasífero en México.

Este organismo fue creado en 1994, como una agencia consultora de la SENER en materia exclusivamente eléctrica. Sin embargo, el año 1995 la Ley de la Comisión Reguladora de Energía la transformó en el agente regulador del sector eléctrico y del gas, dotándola de autonomía técnica y operacional. La Comisión es quien otorga los permisos para desarrollar los servicios de transmisión, distribución y almacenamiento, aprueba los precios y las tarifas y los términos generales de servicio. Su mandato legal, es "garantizar una industria de gas y energía no discriminatoria y competitiva"[31].

El artículo 1 de la Ley de la CRE señala: "La Comisión Reguladora de Energía, órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía, gozará de autonomía técnica, operativa, de gestión y de decisión en los términos de la esta Ley". Su artículo 2 señala que tendrá por objeto "promover el desarrollo eficiente" de una serie de materias relativas a la energía eléctrica, a los bioenergéticos y al gas.

Respecto a este último la normativa indica: "La Comisión tendrá por objeto promover el desarrollo eficiente de las actividades siguientes: […] VI. El transporte y distribución de gas, de los productos que se obtengan de la refinación del petróleo y de los petroquímicos básicos, que se realice por medio de ductos, así como los sistemas de almacenamiento que se encuentran directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto, o que forman parte integral de las terminales de importación o distribución, de dichos productos".

---

[27] Artículo 33 N° XII de la Ley de la Administración Pública Federal.
[28] Artículo 13 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.
[29] Artículo 33 N° XXIV de la Ley de la Administración Pública Federal.
[30] GRUNSTEIN, Miriam, MARYAN JR., Skip y BUENDÍA, Eduardo. *Opening of the LNG market in Mexico.* En: LNG15 Conference, 2007.
[31] GRUNSTEIN *et ál.*, "Opening", cit. nota n. 30, PS3-4.5.

En materia de **potestades normativas**, si bien es la SENER quien tiene potestades para formular los proyectos de normas de alcance general, la CRE posee dentro de sus atribuciones la de "[p]roponer a la Secretaría de Energía actualizaciones al marco jurídico en el ámbito de su competencia, así como los términos en los que la Comisión pueda participar con las dependencias competentes en la formulación de los proyectos de iniciativas de leyes, decretos, disposiciones reglamentarias y normas oficiales mexicanas relativas a las actividades reguladas".

En lo relativo a las **potestades fiscalizadoras**, de acuerdo al artículo 3 N° XIX de la Ley de la CRE, esta posee dentro de sus atribuciones la de "[o]rdenar visitas de verificación, requerir la presentación de información y citar a comparecer a las personas que realicen actividades reguladas, a fin de supervisar y vigilar, en el ámbito de su competencia, el cumplimiento de las disposiciones jurídicas aplicables a las actividades reguladas". Dentro de estas actividades reguladas se encuentra el transporte y distribución de gas así como los sistemas de almacenamiento que se encuentren directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución (artículo 2 penúltimo inciso Ley de la CRE).

Por último, dentro del proceso de evaluación de un proyecto, la CRE podrá realizar investigaciones, recabar información que considere necesaria y efectuar consultas con las autoridades federales, estatales y municipales, celebrar audiencias y, en general, realizar cualquier acción que considere necesaria para resolver sobre el otorgamiento del permiso.

En materia de **potestad sancionatoria** existen dos cuerpos normativos aplicables a los permisionarios del servicio de almacenamiento.

Por un lado está la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, que en su artículo 15 bis establece un sistema de sanciones a imponer en caso de contravención de dicho cuerpo normativo. Señala que las infracciones a dicha Ley y a sus disposiciones reglamentarias podrán ser sancionadas con multas de mil a un millón quinientas mil veces el importe del salario mínimo general diario vigente en el Distrito Federal. Quienes imponen las sanciones son la SENER, la Comisión Nacional de Hidrocarburos o la CRE, cada una dentro del ámbito de sus competencias respectivas y tomando en cuenta la importancia de la falta.

Por otro lado está el capítulo IX del RGN, el que se refiere a las sanciones que se pueden imponer debido al incumplimiento de sus disposiciones. El artículo 105 establece tanto las causales que hacen procedente el castigo como la sanción misma. Señala este artículo que la violación a las disposiciones de este cuerpo normativo será sancionada administrativamente por la CRE tomando en cuenta la importancia de la falta.

En lo que dice relación con la **potestad tarifaria**, dentro de las atribuciones de la CRE se encuentra la de expedir las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios de transporte, distribución y almacenamiento, a menos que existan condiciones de competencia a juicio de la Comisión Federal de Competencia, todo lo cual veremos en detalle más adelante.

5. Autorización de instalación de terminales

La CRE tiene diversas atribuciones otorgadas por el RGN. Debemos hacer hincapié en que la forma en que México ha regulado las terminales de GNL ha sido a través de los permisos de almacenamiento de gas natural, normativa que se encuentra desarrollada a través del RGN. Este último señala que toca a la CRE aplicar e interpretar dicho reglamento para efectos administrativos (artículo 7), por lo que casi la totalidad de las materias relacionadas con gas natural son de competencia de este órgano.

La CRE es la autoridad encargada de otorgar los permisos para desarrollar las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, procedimiento que se rige por las normas del RGN (artículo 14 RGN)[32]. Como ya lo hemos señalado anteriormente, los terminales de regasificación actualmente en funcionamiento en México poseen permisos de almacenamiento que fueron aprobados por la CRE, incluyendo dentro de dicho servicio la regasificación (G/138/ALM/2003 otorgado a Terminal LNG de Altamira y G/140/ALM/2003 otorgado a Energía Costa Azul). El artículo 20 del RGN señala que los permisos deberán contener en todos los casos:

1. La razón social o denominación y domicilio del permisionario en el territorio nacional.
2. El objeto del permiso.
3. La descripción y las características del proyecto.
4. Los programas y compromisos mínimos de inversión, así como las etapas y los plazos para llevarlos a cabo.
5. La fecha límite para iniciar la prestación del servicio en cada etapa de desarrollo del proyecto.
6. Las condiciones generales para la prestación del servicio.
7. La descripción genérica de los métodos y procedimientos de seguridad para la operación y el mantenimiento de los sistemas, que será sustituida por el plan detallado con especificaciones en el plazo que para tal efecto señala la CRE.
8. Los seguros que deberá contratar el permisionario; y
9. Cualquier otra información que la CRE considere conveniente.

Específicamente, el permiso correspondiente al servicio de almacenamiento debe contener además:

1. La localización de las instalaciones;
2. Los puntos de recepción y entrega del gas; y

[32] El RGN define transporte, almacenamiento y distribución en su artículo 2. El transporte es "La actividad de recibir, conducir y entregar gas por medio de ductos a personas que no sean usuarios finales localizados dentro de una zona geográfica". Por su parte, el almacenamiento se define como "La actividad de recibir, mantener en depósito y entregar gas, cuando el gas sea mantenido en depósito en instalaciones fijas distintas a los ductos". Finalmente, la distribución es "La actividad de recibir, conducir, entregar y, en su caso, comercializar gas por medio de ductos dentro de una zona geográfica".

3. La capacidad de almacenamiento del proyecto.

Como señala el artículo 62 del RGN, la prestación de cualquiera de los tres servicios (transporte, almacenamiento y distribución) se encuentra sujeta a lo que señalen las directivas expedidas por la CRE y a las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio. Dichas Condiciones —que son parte integrante del título de permiso— deben ser aprobadas por la CRE, y contendrán:

1. Las tarifas para la prestación de los servicios;
2. Los términos y condiciones para el acceso y la prestación de las diversas modalidades de servicio;
3. Los derechos y obligaciones del prestador del servicio; y
4. El procedimiento arbitral que proponga el permisionario para la solución de controversias derivadas de la prestación de los servicios, en los términos de la Ley de la CRE.

Estas Condiciones Generales regulan una serie de materias referentes a la prestación del servicio. Deben ser propuestas por el interesado que desee obtener un permiso de distribución, de transporte o de almacenamiento en la solicitud de otorgamiento de permisos que haga (artículo 32 RGN). Además, uno de los elementos que la CRE tiene en cuenta al momento de evaluar el proyecto es la propuesta de Condiciones Generales para la Prestación del Servicio (artículo 35 N° V).

El capítulo IV del RGN establece el régimen para la transferencia, modificación, extinción y revocación de los permisos.

1. *Transferencia de los permisos*. Según el artículo 47 del RGN, ésta sólo podrá efectuarse previa autorización de la CRE, a solicitud de los interesados, cuando el futuro permisionario: (i) cumpla con los requisitos para ser titular del permiso; y (ii) se comprometa a cumplir, en sus términos, las obligaciones consignadas en el permiso y, en su caso, en las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio.
   Si no se acredita el cumplimiento de estos dos requisitos o la información presentada resulta insuficiente, la CRE se lo notificará a los solicitantes para que subsanen las deficiencias en el plazo de un mes. Si no lo hace la solicitud se desechará de plano.
   En caso de satisfacerse los requisitos, la CRE otorgará la autorización de transferencia del permiso en el plazo de un mes.
   La solicitud de autorización para transferir el permiso debe ir acompañada de copia de aviso a la Comisión Federal de Competencia sobre el cambio de titularidad del mismo (artículo 29 RGN).

2. *Enajenación de sistemas*. Un sistema es el "conjunto de ductos, compresores, reguladores, medidores y otros equipos para la conducción o almacenamiento de gas"[33]. Su enajenación se encuentra sujeta a una

[33] Artículo 2 N° XIV RGN.

prohibición: no podrá ser enajenado un sistema de forma separada del permiso ni viceversa, salvo que el permiso correspondiente hubiera sido revocado.

3. *Gravámenes de los permisos*. El artículo 51 del RGN habilita a los titulares de los permisos de transporte, almacenamiento o distribución a gravar el permiso y los derechos derivados del mismo con el fin de garantizar obligaciones o financiamientos directamente relacionados con la prestación y extensión del servicio, así como deudas de su operación, previo aviso a la CRE con 10 días de anticipación al otorgamiento de la señalada garantía. En caso de que el fin de gravar el permiso o los derechos derivados de él sea otro, será necesario que la CRE de su aprobación previa.
   El reglamento impide gravar los sistemas de forma separada del permiso y viceversa[34].

4. *Modificación y renovación de los permisos*. Según el artículo 52 del RGN, la modificación de los permisos podrá iniciarse a petición del permisionario y se sujetará al procedimiento que la CRE fije mediante la dictación de una directiva.
   En cuanto a la renovación, los permisos podrán renovarse una o más veces, conforme a las siguientes normas: (i) al menos con 2 años de anticipación al vencimiento del permiso o de cada una de las renovaciones que se hubieren autorizado, el permisionario presentará a la CRE la solicitud respectiva; (ii) el procedimiento se regirá por la directiva que al efecto dicte la CRE: y (iii) las renovaciones se otorgarán por un período de quince años[35].

5. *Extinción del permiso*. Cuatro son las causales que provocan que el permiso se extinga según el artículo 54 del RGN: (i) vencimiento del plazo establecido en el permiso o que en la renovación se hubiere permitido; (ii) terminación anticipada solicitada por el permisionario y autorizada por la CRE conforme al RGN; (iii) revocación en los términos señalados en la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, el que en su artículo 13 indica seis causales de revocación[36].

[34] Artículo 51 RGN.
[35] Artículo 53 RGN.
[36] Las causales de revocación son las siguientes: no ejercer los derechos conferidos durante el plazo establecido en el permiso; interrumpir sin causa justificada y autorización de la SENER los servicios objeto del permiso; realizar prácticas discriminatorias en perjuicio de los usuarios, y violar los precios y tarifas que, en su caso, llegare a fijar la autoridad competente; ceder, gravar o transferir los permisos en contravención a lo dispuesto en la misma ley; no cumplir con las normas oficiales mexicanas, así como con las condiciones establecidas en el permiso; se haya actualizado el supuesto previsto en el N° VII del artículo 15 ter de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y, en consecuencia, se hayan desmantelado las instalaciones o sistemas (es decir, en caso de que se ordene por la SENER, la Comisión Nacional de Hidrocarburos o la CRE, desmantelar las instalaciones y sistemas destinados a la prestación de los servicios, en casos de representar un peligro grave para las personas o sus bienes).

Sin perjuicio de lo señalado precedentemente, también se requieren otras autorizaciones para la construcción y operación de terminales de GNL, las que se refieren a aspectos territoriales, ambientales y de seguridad[37]:

1. Evaluación de Impacto Ambiental, entregada por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales.
2. Permiso de zonificación (permiso de uso de suelo de las propiedades), otorgado por la respectiva autoridad municipal o por el Ministerio de Desarrollo Social.
3. Permiso de construcción, otorgado por la autoridad municipal correspondiente o por el Ministerio de Desarrollo Social.
4. Licencia de operación, si se requiere, otorgado por la autoridad municipal correspondiente o por el Ministerio de Desarrollo Social.
5. Licencia Sanitaria, si se requiere, otorgado por la autoridad municipal correspondiente o por el Ministerio de Desarrollo Social.
6. Certificado de recepción de la correspondiente municipalidad.
7. Constancia de alineamiento y número oficial de la calle, otorgado por la autoridad municipal correspondiente o por el Ministerio de Desarrollo Social.
8. Análisis de mecánica de suelos otorgado por la autoridad municipal correspondiente o por el Ministerio de Desarrollo Social.

6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado

En México, el organismo encargado de velar por la competencia es la Comisión Federal de Competencia (CFC). Este es un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial que posee autonomía técnica y operativa y tiene por fin prevenir, investigar y combatir los monopolios, las prácticas monopólicas y las concentraciones en los términos establecidos por la Ley Federal de Competencia Económica (artículo 23 Ley Federal de Competencia Económica).

En principio, la CFC tiene facultades para intervenir transversalmente en todas las industrias y sectores económicos. Desde un punto de vista sustantivo, el artículo 3 de la Ley Federal de Competencia Económica señala que su normativa se aplica tanto a firmas como a entidades públicas federales, regionales y municipales. Ahora bien, no hemos podido encontrar información sobre cuán intensiva puede ser la aplicación de las normas de la competencia en un sector regulado como el GNL.

En lo que respecta a la coordinación entre la CFC y los reguladores sectoriales, la CFC está mandatada por el artículo 24 de la Ley Federal de Competencia Económica para

[37] LOERA AGUILAR, Alejandro y DEL BOSQUE M., Mario, "México", *The International Comparative Legal Guide to: Gas Regulation 2010, A practical insight to cross-border Gas Regulation Work*, Capítulo 20 México, pp. 157 y 160. <En: World Wide Web: http://www.iclg.co.uk/index.php?area=4&country_results=1&kh_publications_id=130&chapters_id=3405> [visitado 22/11/2010].

"[e]stablecer mecanismos de coordinación con las autoridades federales, estatales y municipales para el combate y prevención de monopolios, concentraciones y prácticas prohibidas por esta Ley"[38], y "[p]romover, en coordinación con las autoridades federales, estatales y municipales, que sus actos administrativos observen los principios de competencia y libre competencia"[39].

Por otra parte, el RGN establece la participación de la CFC en tres casos que se relacionan con los permisos de almacenamiento:

1. El artículo 18 obliga a los interesados en obtener un permiso a manifestar su intención a la CFC y presentarle copia de la solicitud de permiso o de la propuesta de licitación, según sea el caso, para efectos de la Ley Federal de Competencia Económica.
2. El artículo 49 establece que en el procedimiento de transferencia de un permiso, la solicitud de autorización del traspaso deberá ir acompañada de copia del aviso a la Comisión Federal de Competencia sobre el cambio de titular de la propiedad del permiso.
3. El artículo 81, que regula la metodología para el cálculo de las tarifas, señala que esta no será obligatoria cuando existan condiciones de competencia efectiva, lo que será determinado por la Comisión Federal de Competencia, pudiendo los permisionarios solicitarle que declare la existencia de tales condiciones.

7. Solución de Controversias

a. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores

La ley de la CRE establece que un particular puede elegir recurrir en contra de una decisión de la CRE en sede administrativa o judicial. A continuación nos referiremos en detalle a ambas opciones.

1. *Reconsideración ante la CRE:* En materia administrativa, el artículo 11 de la ley de la CRE establece que en contra de las decisiones de este órgano sólo procede el recurso de reconsideración. Este recurso lo debe resolver la propia CRE ajustándose al procedimiento establecido en la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, de acuerdo al cual sólo puede adoptar las siguientes decisiones al resolverlo: desecharlo por improcedente o sobreseerlo; confirmar el acto impugnado; declarar la inexistencia, nulidad o anulabilidad del acto impugnado o revocarlo total o parcialmente; modificar u ordenar la modificación del acto impugnado o dictar u ordenar expedir uno nuevo que lo sustituya cuando el recurso interpuesto sea total o parcialmente resuelto a favor del recurrente.
   La resolución de la CRE es recurrible en sede jurisdiccional ante el Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa.

[38] Artículo 24 N° III Ley Federal de Competencia Económica.
[39] Artículo 24 N° XVII Ley Federal de Competencia Económica.

2. *Recurso ante el Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa.* De acuerdo al artículo 83 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, los particulares también pueden interponer recursos en contra de las decisiones de la CRE directamente ante el Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa. Este procedimiento se regula en la Ley Federal de Procedimiento Contencioso Administrativo.
   Cuando el Tribunal Federal falla un recurso en contra de una decisión de la CRE, ya sea en el caso en que se impugne la decisión del recurso administrativo de reconsideración o que se impugne directamente el acto, éste podrá: reconocer la validez de la resolución impugnada; declarar su nulidad o declarar la nulidad de la resolución para determinados efectos. En caso de ilegalidad por omisión de requisitos formales exigidos por la ley o vicios del procedimiento podrá declarar la nulidad con el fin de que se reponga el procedimiento o se emita una nueva resolución, pudiendo indicar los términos conforme a los que se deberá dictar la resolución por la autoridad administrativa. Asimismo, podrá reconocer al actor la existencia de un derecho subjetivo y condenar al cumplimiento de la obligación correlativa, otorgar o restituir al actor en el goce de los derechos afectados y condenar al ente público federal al pago de una indemnización por los daños y perjuicios causados por sus servidores públicos.
   Por último, las decisiones del Tribunal son recurribles bajo ciertos supuestos que detalla la Ley Federal de Procedimiento Contencioso Administrativo.

b. Controversias entre particulares

Según lo señala el artículo 9 de la ley de la CRE, las controversias que se presenten en las actividades reguladas podrán resolverse, a elección de los usuarios o solicitantes de servicios, mediante el procedimiento arbitral que propongan quienes realicen dichas actividades o el fijado por la CRE. El procedimiento arbitral, así como el órgano competente para conocer de las controversias, deberán inscribirse en un registro público[40]. Si no se realiza esa inscripción, se entiende que el procedimiento propuesto es el determinado por la CRE, el que se ajustará a las disposiciones respectivas del Código de Comercio y se substanciará ante la propia CRE (debemos recordar que una de las atribuciones que posee la CRE es la de "actuar como mediador o árbitro en la solución de controversias de las actividades reguladas", artículo 3 N° XVII). Todo esto es sin perjuicio de las acciones que sean procedentes.

Además es posible que las controversias que surjan de las actividades reguladas sean llevadas a sede judicial. Sin embargo, no se han establecido regulaciones especiales al respecto.

c. Jurisprudencia relevante

No se ha encontrado jurisprudencia relevante.

[40] La Ley de la Comisión Reguladora de Energía señala que ella tiene la atribución de llevar un registro de las actividades reguladas, el que tendrá el carácter de declarativo. El fin de éste es la publicidad de las actividades reguladas.

8. Integración vertical

En México no existe regulación federal que prohíba o restrinja la integración vertical entre empresas operadoras o dueñas de terminales de GNL y otras que cumplan distintos roles dentro de la cadena del GNL, particularmente en las calidades de cargadores/usuarios del terminal y suministradores de gas. Esto sin perjuicio de las restricciones que sí puedan tener las firmas que realizan actividades de transmisión y distribución y de las excepciones que administra la CRE (artículos 16 y 17 del RGN).

Sin embargo, la legislación mexicana sí contempla normas en materia de prohibición de ventas atadas, desagregación contable de servicios, prohibición de subsidios cruzados y separación de sistemas contables. Tales normas están contempladas en el RGN y parecen en principio ser aplicables a los terminales de GNL:

1. *Artículo 66. Desagregación de servicios*. Los permisionarios que estén en la posibilidad de ofrecer más de una clase de servicio en los términos del RGN, "deberán distinguir cada servicio en forma separada y sin condicionar la prestación de uno respecto a otro o a la adquisición del gas, desagregando en la factura correspondiente el precio de adquisición del gas y las tarifas por cada uno de los servicios, de conformidad con las directivas que expida la Comisión".

2. *Artículo 67. Prohibición de subsidios cruzados*. "Los permisionarios no podrán subsidiar, por sí o por interpósita persona, la prestación de un servicio mediante las tarifas de otro o a través de la comercialización de gas, ni subsidiar ésta mediante tarifas". Los permisionarios están además obligados a informar a la CRE sobre los términos y condiciones de sus operaciones de comercialización, al tenor del artículo 108 del mismo reglamento (que regula los requerimientos de información).

3. *Artículo 68. Separación de sistemas contables*. Esta norma obliga a los permisionarios, con motivo de la prohibición de subsidios cruzados indicada, a separar la información financiera relativa a la prestación de los servicios de transporte, almacenamiento y distribución, así como a la comercialización del gas, de forma que se puedan identificar los ingresos, costos y gastos de operación de cada uno de ellos. Además señala que la CRE expedirá directivas en relación con el sistema contable a que deben sujetarse los permisionarios.

9. Acceso a terceros a las instalaciones del terminal de regasificación

a. Regulación que obliga a dar acceso a terceros

De acuerdo al artículo 63 del Reglamento de Gas Natural (RGN) todos los permisionarios que prestan servicios de gas natural (ya sean de transporte, almacenamiento –que incluye

regasificación— o distribución de gas natural) están obligados a otorgar acceso y no indebidamente discriminatorio a los servicios que prestan a través de sus sistemas.

Según el RGN, dicho acceso abierto se encuentra limitado a la capacidad disponible de los permisionarios, esto es, a la capacidad que no sea efectivamente utilizada[41]. Sin embargo, los permisos de ambos terminales de regasificación señalan que la capacidad disponible es aquella que no se encuentra reservada mediante contratos[42]. El acceso sólo podrá ser ejercido por el usuario mediante la celebración del contrato para la prestación del servicio de que se trate[43]. El RGN obliga a los interesados en prestar servicios de gas natural a indicar en la respectiva solicitud de permiso los mecanismos y equipos que utilizarán para dar acceso abierto[44]. Asimismo, las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio —que forman parte del título del permiso— deben contener los términos y condiciones para el acceso y la prestación de las diversas modalidades del servicio[45].

b. Mecanismos de asignación de capacidad primaria

El RGN establece la obligación de dar acceso a terceros, pero no establece el mecanismo específico a través del cual hacer efectiva dicha obligación. Dichos mecanismos se encuentran establecidos en los títulos de permisos que se han otorgado para el funcionamiento de los terminales de regasificación y en las Condiciones Generales, que forman parte de los mismos.

A continuación señalaremos las normas generales relativas a los mecanismos de acceso establecidas en los permisos[46] y Condiciones Generales del Terminal GNL de Altamira y de Energía Costa Azul[47] (los Permisos).

Siguiendo la regulación general, los Permisos obligan a los permisionarios a prestar el servicio de almacenamiento a cualquier interesado cuando tales operadores cuenten con capacidad disponible y cuando el servicio solicitado sea técnica y económicamente viable en términos del RGN y del permiso aludido y a dar acceso a sus instalaciones.

---

[41] Artículo 63 N° II RGN.
[42] Punto 7.1 N° II tanto del permiso G/138//ALM/2003 (que rige al terminal de Altamira), como del permiso G/140/ALM/2003 (que rige al terminal de Energía Costa Azul).
[43] Artículo 63 del RGN.
[44] Artículo 32 RGN.
[45] Artículo 62 RGN.
[46] Título de Permiso de almacenamiento de Gas Natural Núm. G/138/ALM/2003 otorgado a Terminal LNG de Altamira S. de R. L. de C.V., de 31 de julio de 2003, aprobado por la Resolución Núm. RES/145/2003 de la misma fecha y Título de Permiso de almacenamiento de Gas Natural Núm. G/140/ALM/2003 otorgado a Energía Costa Azul, S. de R. L. de C.V., de 7 de agosto de 2003, aprobado por Resolución Núm. RES/147/2003 de misma fecha.
[47] Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Almacenamiento de Gas Natural, Anexo 8 del Permiso Núm. G/138/ALM/2003, Terminal de LNG de Altamira, S. de R.L. de C.V., que fueron aprobadas por la Resolución Núm. RES/145/2003 de 31 de julio de 2003. Las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del Terminal de Energía Costa Azul fueron aprobadas por Resolución Núm. RES/147/2003 de 7 de agosto de 2003.

Los Permisos luego distinguen entre dos tipos de servicios de almacenamiento que pueden ser prestados: servicio de almacenamiento en base firme y servicio de almacenamiento en base interrumpible. El primero no está afecto a restricciones, reducciones e interrupciones, excepto en ciertos casos establecidos en las Condiciones Generales; el segundo se encuentra sujeto a ellos con motivo de la prestación del servicio de almacenamiento en base firme[48].

Los Permisos establecen dos mecanismos para el otorgamiento de estos servicios, la negociación bilateral y el mecanismo de temporada abierta que concluirá con la firma de un contrato. El permisionario podrá escoger libremente entre ambos mecanismos, salvo aquellos casos en los cuales la temporada abierta es obligatoria, los que desarrollaremos más adelante.

Sin perjuicio de lo anterior, en ambos casos, el eventual usuario deberá cumplir con los siguientes requisitos: (i) celebrar un contrato con el permisionario; (ii) tener disponibles las instalaciones necesarias, interconectadas con las instalaciones del permisionario en los puntos de entrega que se señalen en el contrato que se celebre; (iii) proporcionar al permisionario las garantías financieras que él requiera[49].

---

[48] La obligación de acceso abierto que establecen las Condiciones Generales para la Prestación del servicio que regulan al terminal de Altamira impone al permisionario el deber de permitir a los usuarios (personas que han presentado una solicitud de servicio completa y válida o personas que han celebrado un contrato o han solicitado el servicio conforme a las Condiciones Generales) tener acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a:

i) Su Capacidad Disponible (la diferencia entre la Capacidad máxima Garantizable –capacidad total que el permisionario está en la posibilidad de ofrecer para el servicio de almacenamiento en base firme– y la contratada para el servicio de almacenamiento en base firme) en base firme. Es decir, debe otorgar acceso a la capacidad que no ha sido contratada en base firme. En otras palabras, el delta entre la capacidad total que está en posibilidad de contratar en base firme y la capacidad que ya tenga contratada en dicha modalidad.

ii) Su Capacidad máxima Garantizable (capacidad total que el permisionario está en posibilidad de ofrecer para el servicio de almacenamiento en base firme) en base interrumpible. Esto quiere decir la capacidad que el permisionario tenga disponible para prestar el servicio de almacenamiento en base interrumpible.

[49] En cuanto a los requisitos que se deben cumplir para que se entregue el servicio a un usuario, las Condiciones del terminal de Altamira tienen una regulación que difiere de la contenida en las Condiciones Generales del terminal de Energía Costa Azul, señalando lo siguiente:

i) El usuario debe celebrar un contrato con el permisionario, el que en caso del servicio de almacenamiento en base firme no puede tener una vigencia inferior a los 5 años.

ii) En el caso del servicio de almacenamiento en base interrumpible, se requiere que el usuario o los clientes de este hayan demostrado al momento de solicitar el servicio, derechos de capacidad en las instalaciones aguas abajo que se encuentran interconectadas con el sistema del permisionario en el punto de entrega (punto o puntos donde el permisionario entrega gas (no GNL) al usuario, según se establezca en el contrato que se celebre), debiendo ser tales derechos sobre una capacidad igual o superior a la que desea contratar y por un tiempo igual o superior.

iii) El usuario debe proporcionar al permisionario las garantías financieras requeridas según las Condiciones Generales. Estas señalan que se debe demostrar por parte del usuario que es una persona con capacidad crediticia, tomando en cuenta factores como el nivel de servicio pedido, la calificación crediticia del usuario hecha por una empresa calificadora de crédito aceptable para el permisionario para bonos a largo plazo no garantizados. Estas pruebas deben ser a entera satisfacción del permisionario.

Si el permisionario decide que es necesario, antes de celebrar el contrato, que el usuario otorgue garantías financieras con el fin de garantizar el cumplimiento del contrato, este deberá hacerlo, debiendo proporcionar y luego mantener en vigor una o más garantías, en los términos y forma que el permisionario considere aceptables. El permisionario puede escoger entre dos posibilidades de garantías que establecen las

i. Negociación bilateral

El mecanismo de negociación bilateral se inicia con la solicitud del usuario al permisionario, el cual evaluará la solicitud. Para determinar si el usuario puede cumplir con las obligaciones derivadas del eventual contrato, el permisionario deberá evaluar, de una forma no indebidamente discriminatoria, los siguientes elementos: (i) la posibilidad del usuario de utilizar y/o vender gas; (ii) la duración del servicio solicitado; (iii) el tipo de servicio solicitado (en base firme o base interrumpible), y (iv) la capacidad crediticia del usuario para cumplir con las obligaciones conforme al contrato.

El permisionario notificará al usuario de los resultados de la evaluación, de la posibilidad de cumplimiento del eventual contrato y de la viabilidad de prestar el servicio requerido teniendo en cuenta la capacidad disponible. En caso de que la evaluación de los aspectos mencionados sea positiva, el permisionario lo notificará al usuario, acompañando el contrato para la prestación del servicio e indicando las garantías financieras requeridas. Luego de la recepción del contrato por parte del usuario, éste deberá entregar las garantías financieras y devolver el contrato firmado al permisionario para que este último lo firme. Si no devuelve el contrato firmado se tendrá por rechazado por el usuario. El permisionario revisará las garantías y en caso de considerarlas aceptables, firmará el contrato; en caso de no considerarlas aceptables, solicitará garantías adicionales al usuario[50].

ii. Open season

Por regla general, la realización de un proceso de temporada abierta es facultativo para el permisionario. Sin perjuicio de lo anterior, la realización de este proceso es obligatorio en los siguientes casos:

1. Si en la primera adjudicación de capacidad del terminal el permisionario del terminal no logra adjudicar la totalidad de la capacidad mediante contratos, estará obligado a realizar una temporada abierta para adjudicar los servicios de almacenamiento en base firme disponibles.
2. Si como resultado de una extensión o ampliación de las instalaciones hubiese capacidad no contratada, el permisionario deberá realizar una temporada abierta para adjudicar los servicios de almacenamiento en base firme disponibles.
3. Finalmente, la CRE podrá ordenar la realización de uno o varios procesos de temporada abierta, previa evaluación de la capacidad disponible.

Condiciones Generales: un depósito en garantía de efectivo; o una carta de crédito irrevocable emitida y/o confirmada por una o más instituciones de crédito que el permisionario considere aceptable.

[50] Las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del terminal de Energía Costa Azul establecen un criterio para asignar la capacidad en caso de los contratos. Según este, el permisionario debe evaluar las solicitudes que se reciban al mismo tiempo, otorgando la Capacidad Disponible a la solicitud que tenga el mayor valor económico a juicio del permisionario. En caso de ser iguales en valor económico se privilegiará a quien presentó su solicitud primero en el tiempo, continuándose con el siguiente y así sucesivamente. Si tienen el mismo valor y la misma fecha de ingreso, el servicio se sorteará.

El procedimiento para llevar a cabo esta temporada abierta comienza con un aviso en un periódico de importante circulación. El aviso debe señalar la fecha de inicio y término de la temporada abierta, el lugar en que los interesados deberán presentar sus solicitudes y los criterios mínimos (tales como tarifas o vigencia mínima de los contratos) y el procedimiento para que los interesados obtengan los formatos para solicitar el servicio[51].

Los criterios con que se evaluarán las solicitudes serán públicos y el método para la asignación de la capacidad disponible deberá ser justo y no indebidamente discriminatorio. Para asignar la capacidad, el permisionario deberá evaluar cada solicitud teniendo en cuenta los términos del contrato y la capacidad pedida. Deberá distribuir la capacidad entre aquellas solicitudes válidas que le ofrezcan a su juicio, el mayor valor presente neto en términos de utilidad en la fecha de recepción de la solicitud, con base en la capacidad, vigencia y precio, a menos que se establezcan reglas distintas en la temporada abierta. Así, la capacidad se asignará dependiendo de lo rentable que sea la oferta para el permisionario, desde las más convenientes (que se asignan primero) a las menos convenientes (que se asignan después). En caso de que dos solicitudes ofrezcan un mismo valor presente neto, se asignará la capacidad conforme al principio *first-come first-sirved*, otorgándosele a quien haya solicitado primero el servicio. En todo caso, el permisionario se reserva el derecho de combinar y/o escoger entre las solicitudes solventes, con el fin de obtener el máximo valor presente neto del sistema de almacenamiento en esa fecha, siempre que no signifique una discriminación indebida.

c. Negativa de acceso

De acuerdo al RGN, si un permisionario niega el acceso a un usuario, deberá acreditar la falta de capacidad disponible al momento de negar el servicio. Las Condiciones Generales de Energía Azul señalan que también se podrá negar el acceso cuando el usuario no haya proporcionado las garantías financieras exigidas o cuando el acceso no pueda otorgarse por razones técnicas o de seguridad.

En caso de que el permisionario niegue el acceso al servicio a un usuario teniendo la capacidad disponible para satisfacer su requerimiento u ofrezca el servicio en condiciones indebidamente discriminatorias, dicho usuario podrá solicitar la intervención de la CRE[52].

10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL

a. Servicios ofrecidos

La estructura de las tarifas máximas varía dependiendo del tipo de servicio que se vaya a prestar, sea en base firme o en base interrumpible.

[51] Las Condiciones Generales del terminal de Altamira requieren que se publiquen más elementos que los señalados.
[52] Artículo 63 del RGN.

Sin perjuicio de lo anterior, es necesario destacar que en México el servicio que prestan los terminales de regasificación de GNL, llamado servicio de almacenamiento, incluye el almacenamiento, la regasificación del GNL y la entrega en uno o varios actos de una cantidad similar en el punto de entrega correspondiente.

1. *Servicio en base firme:* Las tarifas máximas de servicio en base firme son binómicas[53] y están compuestas por un cargo por capacidad y un cargo por uso.

   El cargo por capacidad representa la contraprestación a pagar por capacidad reservada por el usuario para satisfacer su demanda en un período determinado, expresada en pesos por unidad. Tiene por fin recuperar los costos fijos que forman parte del requerimiento de ingresos asignados al grupo tarifario que corresponda. Los cargos por capacidad para las tarifas máximas iniciales deberán calcularse con base en la capacidad requerida para prestar los servicios en el período pico[54] del sistema a cada grupo tarifario durante el quinquenio respectivo, existiendo la posibilidad de que la CRE autorice un factor de utilización de la capacidad diferente si el permisionario o solicitante demuestra que ello se justifica debido a razones de eficiencia de la proyección de la demanda máxima, del factor de carga y de las circunstancias específicas de operación durante la vida remanente del sistema.

   El cargo por uso representa la contraprestación a pagar por el uso del sistema. Se calcula en base a la cantidad de gas conducido a cuenta del usuario, expresado en pesos por unidad. Su finalidad es permitir la recuperación de los costos variables que forman parte del requerimiento de ingresos correspondiente al grupo tarifario respectivo. Los cargos por uso deben reflejar el flujo de gas proyectado para cada uno de los grupos tarifarios durante el período quinquenal de que se trate.

[53] Tarifa binómica: la tarifa que se integra de dos componentes representados por el cargo por capacidad y el cargo por uso correspondientes a la prestación del servicio a determinado grupo tarifario.

[54] Período pico del sistema: el período o períodos en que el sistema se encuentra en el nivel más alto de uso. La determinación del período pico la definirá el solicitante o el permisionario, debiendo tener los siguientes elementos: estar relacionado con los períodos y duración históricos de la demanda máxima del sistema, cuando dicha información exista, y estar relacionado con los datos del perfil de carga estimado por grupo tarifario cuando la información histórica del perfil de carga no se encuentre disponible o no sea relevante para algún sistema en particular.

La capacidad usada en el período pico del sistema se calcula mediante la lectura de los medidores respectivos. A falta de estos, se calcula con los perfiles de carga estimados y flujos anuales. Los permisionarios deben desarrollar una metodología detallada para calcular la utilización máxima diaria de la capacidad en el período pico del sistema. Además, los permisionarios deben incluir en las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio las características y especificaciones que observarán para establecer los perfiles de carga (un perfil de carga es el patrón de demanda de gas dentro de un período determinado, ya sea de un día o de un mes, a lo largo del año) para la integración de los grupos tarifarios. Para determinar los perfiles de carga estimados (las proyecciones de perfiles de carga típicos correspondientes a un grupo tarifario) los permisionarios deberán considerar, entre otros, los siguientes aspectos: simplicidad de su aplicación; uso histórico, o en su caso estimado, del sistema en el período pico, y; las mediciones (o las estimaciones en su caso) de los flujos anuales para los diferentes grupos tarifarios.

2. *Servicio en base interrumpible*: Las tarifas máximas del servicio en base interrumpible son tarifas monómicas. Éstas integran los costos fijos (respecto de la capacidad del sistema) y variables (relacionados con el uso del sistema), de acuerdo con la proporción del requerimiento de ingresos que corresponda a cada grupo tarifario. Se aplica a la cantidad de gas conducida a cuenta del usuario, expresado en pesos por unidad.
   Los permisionarios o solicitantes de permiso que ofrezcan servicio en base interrumpible deben someter a aprobación de la CRE las tarifas máximas iniciales específicas por dichos servicios. Las tarifas máximas para el servicio en base interrumpible deben ser menores a las tarifas máximas del servicio en base firme respectivo, suponiendo un factor de carga de 100%.

3. *Otros servicios*: En caso de que los permisionarios deseen ofrecer servicios adicionales que se encuentren directamente relacionados con el servicio que prestan, deberán estar incluidos en las Condiciones Generales que les son aplicables, junto con las tarifas y los cargos que correspondan. La tarifa máxima inicial o los cargos máximos iniciales de dichos servicios deberán ser aprobados por la CRE y deberán reflejar la estimación de costos inherentes a la prestación del servicio e incluirse la base para calcularlas en el plan de negocios y el requerimiento de ingresos.

b. Marco legal

El RGN establece las reglas generales que se aplican a la fijación de tarifas para las actividades reguladas (dentro de las que se encuentra el servicio de almacenamiento de gas natural, que incluye la regasificación). Conforme a este cuerpo normativo, la CRE debe establecer la metodología para el cálculo de las tarifas iniciales y para su ajuste, debiendo dictar una directiva para ello. En la actualidad se encuentra vigente la directiva sobre la "Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural" (DIR-GAS-001-2007) [55].

Hasta antes de la dictación de la DIR-GAS-001-2007, regía la directiva DIR-GAS-001-1996. Esta normativa incorporaba una metodología para la determinación y ajuste de las tarifas máximas basadas en el **ingreso máximo unitario**[56] por períodos quinquenales con el fin de ofrecer la flexibilidad suficiente para que se desarrollara la infraestructura de transporte y distribución de gas natural. Este sistema se creó en una época en la cual la mayor parte de la infraestructura de gas natural era operada por Petróleos Mexicanos y los sistemas operados por privados recién se estaban comenzando a desarrollar[57].

[55] La primera directiva que reguló este ámbito fue la Directiva sobre Determinación de Precios y Tarifas para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-1996, la que fue posteriormente derogada (no en todas sus partes, ya que las reglas que regulan la venta de gas de primera mano, siguen vigentes) y reemplazada por la DIR-001-2007.

[56] El ingreso máximo unitario refleja el promedio ponderado de las tarifas máximas aprobadas a cada permisionario. En su operación, los permisionarios estaban obligados a no sobrepasar dicho ingreso máximo (Acta de la sesión de 12 de noviembre de 2003 de la CRE, ACT/048/2003).

[57] Considerando de la Directiva sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007, p. 1.

Desde 1995 (año en que se realizaron las reformas normativas necesarias para permitir la participación de los privados en el mercado del gas natural), las condiciones de la industria del gas natural en México han cambiado, haciéndose evidente la necesidad de cambiar la regulación de las tarifas de las actividades de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural. El uso del ingreso máximo unitario como mecanismo de fijación de tarifas perdió relevancia, ya que la experiencia del funcionamiento de los sistemas de los permisionarios demostró que no requieren de mecanismos tales como el rebalanceo de tarifas (que la directiva DIR-GAS-001-1996 ofrecía), convirtiéndose la regulación de tarifas en un obstáculo para el desarrollo de los sistemas (especialmente el de distribución)[58].

Por su parte, la directiva DIR-GAS-001-2007, estableció un esquema de regulación basado en **tarifas máximas individuales**, pero sin que el nivel de estas se encuentre sujeto al ingreso máximo unitario. De este modo, se pasó a una regulación más simple, que otorga más flexibilidad para proponer formas alternativas de aprobación de tarifas, así como para incorporar nuevos servicios con sus tarifas asociadas en cualquier momento, sin que para ello se deba estar sujeto a los períodos quinquenales que la directiva anterior establecía[59].

De acuerdo al RGN, la metodología establecida por la CRE debe permitir a aquellos permisionarios que utilicen racionalmente los recursos –en el caso de las tarifas iniciales— y aquellos que sean eficientes –en el caso de su ajuste— obtener ingresos suficientes para cubrir los costos de operación y mantenimiento aplicables al servicio, los impuestos, la depreciación y una rentabilidad razonable. Sin embargo, la aplicación de la metodología no garantizará ingresos, costos o rentabilidad al permisionario[60].

Las tarifas para la prestación de los servicios son tarifas máximas y deben ser propuestas por quienes quieren obtener un permiso. Las tarifas que proponen los permisionarios pueden establecer diferencias por modalidad de la prestación del servicio; categoría y localización del usuario; condiciones del servicio y otros usos comerciales generalmente aceptados en la industria[61]. Los permisionarios, sin embargo, no pueden aplicar tarifas indebidamente discriminatorias o que se condicionen a la prestación de otros servicios[62].

Las tarifas deben componerse por todos los conceptos y cargos aplicables al servicio, dentro de los que se encuentra el (i) cargo por conexión, que es la "porción de la tarifa basada en un monto fijo por el costo de interconexión al sistema y que podrá ser cubierto en una o más exhibiciones"; (ii) el cargo por capacidad, el que se define como la "porción de la tarifa basada en la capacidad reservada por el usuario para satisfacer su demanda máxima

[58] Considerando de la Directiva sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007, p. 2.
[59] Considerando de la Directiva sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007, pp. 2-3.
[60] Artículo 81 RGN.
[61] Artículo 85 RGN.
[62] Artículo 83 RGN.

en un periodo determinado"; y (iii) el cargo por uso, es decir la "porción de la tarifa basada en la prestación del servicio"[63].

Sin perjuicio de la regla general de fijación de tarifas, existen dos casos en los cuales el permisionario podrá aplicar tarifas diferentes a aquellas autorizadas por la CRE:

1. Cuando de acuerdo a la Comisión Federal de la Competencia existen condiciones de competencia efectiva. El permisionario podrá solicitar a dicha Comisión que declare la existencia de la referida competencia[64].
2. El permisionario podrá cobrar tarifas diferentes a las autorizadas, siempre que las tarifas sean inferiores a las tarifas máximas aprobadas por la CRE para el servicio correspondiente. Excepcionalmente, se le permite al permisionario fijar esquemas de tarifas y cargos convencionales de largo plazo que sean superiores a la tarifa máxima, siempre que se den una serie de condiciones[65]. En caso de establecer tarifas convencionales diferentes a las aprobadas, los permisionarios deberán informar a la CRE trimestralmente sobre las tarifas aplicadas durante el período inmediatamente anterior, permitiéndose a la CRE publicar información sobre las tarifas acordadas[66].

c. Procesos tarifarios

La directiva DIR-GAS-001-2007 contiene la regulación de detalle sobre el establecimiento de tarifas. Esta señala que las tarifas máximas aplicables al servicio de almacenamiento en cualquiera de sus modalidades se regularán, en lo que corresponda, bajo los principios aplicables a la fijación de las tarifas máximas de transporte y distribución, lo que incluye los ajustes anuales y las revisiones quinquenales que la regulación de tales tarifas establece[67].

---

[63] Artículo 84 RGN.
[64] Artículo 81 RGN.
[65] Las condiciones requeridas son las siguientes: I. La vigencia pactada para la tarifa y/o cargo convencional sea por un plazo mayor a cinco años; II. Al momento de pactar la tarifa y/o cargo convencional, éste sea inferior a la tarifa máxima o cargo máximo correspondiente que se encuentre vigente; III. La relación entre la tarifa o cargo convencional y la tarifa máxima o cargo máximo vigente para el servicio correspondiente se invierta como resultado de los esquemas de ajuste de las tarifas o cargos, y IV. El permisionario haya hecho del conocimiento de los usuarios que el nivel de las tarifas convencionales acordadas pudiera llegar a ubicarse por arriba de la tarifa máxima aprobada por la Comisión para el servicio correspondiente como resultado de los ajustes a que se refiere el inciso anterior." (punto 36.2 de la Directiva sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007).
Adicionalmente se podrán acordar tarifas convencionales de largo plazo que podrán ser superiores a la tarifa máxima para el servicio correspondiente (una hipótesis diferente a la del párrafo anterior, donde no se requieren cumplir las condiciones enumeradas), siempre que ellas provengan de un proceso de licitación pública desarrollado con anterioridad a la determinación de la tarifa máxima por parte de la CRE o de un proceso de temporada abierta llevado a cabo con anterioridad a la aprobación de la tarifa máxima por parte de la Comisión, siempre que tal procedimiento sea previamente sancionado por ésta (punto 36.3 de la Directiva sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007).
[66] Artículo 88 RGN.
[67] Punto 35.1 de Directiva sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007.

Para efectos de la fijación de tarifas, los solicitantes de permisos de almacenamiento deben adjuntar a su solicitud de permisos la siguiente información[68]:

1. La metodología propuesta para establecer las tarifas máximas de acuerdo con las características del sistema y de los servicios de almacenamiento que vayan a prestar, considerando que la regulación de las tarifas que cobrarán debe ser congruente con los objetivos y lineamientos de la directiva en comento.
2. Los componentes de las tarifas que aplicarán en la prestación de los servicios.
3. La memoria de cálculo de las tarifas.
4. El plan de negocios que sustente su propuesta de requerimiento de ingresos relacionado con el cálculo de las tarifas máximas iniciales[69]. El requerimiento debe proyectarse para el período de 5 años y de los 3 años subsecuentes, identificando la proporción que corresponda a la prestación de servicio a cada uno de los grupos tarifarios. Este requerimiento es una proyección de los ingresos que el permisionario estime necesarios para cubrir los costos, impuestos, depreciación, rentabilidad razonable y demás obligaciones inherentes a la prestación del servicio durante el período quinquenal correspondiente[70].
5. Cualquier otra información que permita a la CRE realizar la revisión y evaluación respectiva.

Toda la información señalada debe ser revisada por la CRE[71]. En lo pertinente al plan de negocios, el permisionario o el solicitante debe acreditar ante la CRE que la propuesta de requerimiento de ingresos incluye solamente activos, costos y demás aspectos relacionados

[68] Punto 35.2 de Directiva sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007.

[69] Tarifa máxima inicial: El valor de la tarifa máxima asociada a un grupo tarifario al inicio de cada período quinquenal de la prestación de los servicios. Las tarifas máximas iniciales son aprobadas por la Comisión con base en la propuesta de requerimiento de ingresos de los permisionarios". (punto 2.48 de la Directiva sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007).

[70] El plan de negocios debe incluir la proyección de costos justificados y prudentes inherentes a la prestación del servicio, como los de operación y mantenimiento y los gastos generales de administración y ventas; la depreciación de la base de activos congruente con el programa de inversión que proponga en su plan de negocios, acorde con la normativa aplicable y los estándares de la industria; la mejor estimación posible de los impuestos con base en los resultados proyectados en términos de la legislación aplicable, que resulten congruentes con la situación financiera y fiscal de la empresa y considerando únicamente las actividades sujetas a regulación, sin incluir otros servicios no regulados o la consolidación de resultados financieros con otras empresas controladoras o controladas; la estimación de otras contribuciones a cargo del permisionario necesarias para la prestación de los servicios, tales como el pago de derechos y aprovechamientos, y; el costo promedio ponderado del capital razonable, justificado y congruente con el plan de financiamiento (debiendo tomar en cuenta: rentabilidad esperada; costo de la deuda con vencimientos a un año o más sobre la fecha de emisión; costo del capital contable; en su caso, el costo de las acciones preferenciales, y; costo de otros instrumentos financieros.

[71] Punto 35.2 de la Directiva sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007.

con la prestación de los servicios regulados correspondientes; incorpora los ajustes necesarios para obtener los valores reexpresados, en su caso; realiza los ajustes adecuados por depreciación; y considera la viabilidad del proyecto en función de las condiciones de mercado en las que opera[72].

La CRE debe revisar el plan de negocios considerando su congruencia interna, así como parámetros internacionales y nacionales de la industria y las proyecciones de los otros permisionarios en similares condiciones; su relación con las tendencias de la industria, así como tendencias históricas del permisionario (de contarse con tal información) y el nivel de uso de la capacidad del sistema[73].

Para determinar la rentabilidad apropiada, los permisionarios y solicitantes deben incorporar en su plan de negocios una explicación detallada de la propuesta del costo promedio ponderado del capital incorporado en el requerimiento de ingresos, así como de todos los componentes de dicho costo. En tal propuesta es necesario acreditar ante la CRE que la estructura de capital, la tasa de rentabilidad y los costos de endeudamiento propuestos configuran una práctica financiera eficiente y razonable, son comparables con las mejores prácticas nacionales e internacionales en la industria del gas natural, y son congruentes con los riesgos de desarrollo y operación respectivos, así como con las condiciones del mercado en el que se presta o prestará el servicio[74].

La CRE debe tomar como referencia para la aprobación del costo promedio ponderado del capital propuesto los parámetros que reflejen una práctica eficiente de financiamiento de proyectos de inversión de la industria del gas natural[75].

Como se ha anticipado, la autorización por parte de la CRE de las tarifas máximas para la prestación del servicio de almacenamiento se debe realizar conforme a los mismos

[72] Punto 13.1 de la Directiva sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007.
[73] Punto 13.2 de la Directiva sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007.
[74] Punto 14.1 de la Directiva sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007.
[75] Los elementos que debe considerar la CRE para ello son:
"I. La congruencia del financiamiento propuesto en función de las características del proyecto específico; II. La estructura de financiamiento de empresas eficientes en la industria de gas natural; III. El costo de oportunidad del capital considerando: a) La rentabilidad de empresas similares en México y en otros países; b) El riesgo país, y c) El perfil de riesgos específico del proyecto de que se trate; IV. Las condiciones de financiamiento prevalecientes en los mercados de dinero y de capitales a nivel nacional e internacional; V. El costo de financiamiento eficiente de proyectos similares en condiciones similares; VI. La estructura de capital vigente en los estados financieros más recientes de la empresa, en su caso; VII. El comportamiento histórico de la estructura de capital real del permisionario, respecto de la estructura de capital aprobada en períodos quinquenales previos, en su caso, y VIII. Otros factores que la Comisión considere apropiados a efecto de establecer un costo de capital adecuado y razonable" (punto 14.2 de la Directiva sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007).

principios y criterios usados en la aprobación de las tarifas máximas de transporte y distribución, que en lo pertinente establecen que[76]:

1. Las tarifas máximas iniciales deben calcularse y aprobarse al momento de otorgar el permiso correspondiente (existiendo una excepción) y también cada 5 años, mediante el procedimiento de revisión quinquenal que la directiva establece[77].
2. Las tarifas máximas iniciales presentadas por los permisionarios a la CRE para su aprobación, así como para su ajuste, no deberán generar prácticas o efectos indebidamente discriminatorios, implicar subsidios cruzados y procurarán la aplicación de cargos apropiados y estables para los usuarios[78].
3. La base para calcular las tarifas máximas iniciales será el requerimiento de ingresos que el plan de negocios de cada permisionario establecerá. Este último debe ser sometido a la aprobación de la CRE por parte del permisionario o del solicitante en cada período quinquenal[79].
4. Las tarifas máximas iniciales deberán reflejar la proporción del requerimiento de ingresos que corresponda a la prestación de los servicios a cada grupo tarifario[80] [81].
5. La regulación de las tarifas máximas[82] se aplicará desde que el permisionario comience a prestar el servicio. La CRE puede ajustar la periodicidad con el fin de que calcen las fechas del período quinquenal con las fechas de los ejercicios fiscales del permisionario[83].
6. Las tarifas máximas se ajustarán una vez al año en conformidad con un índice de inflación que combina los índices de México, Estados Unidos y las variaciones del tipo de cambio y los costos trasladables (que son aquellos que los permisionarios pueden transferir directamente a los usuarios[84])[85].

---

[76] Puntos 3.3 y 3.4 de la Directiva sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007.
[77] N° I punto 3.3 DIR-GAS-001-2007.
[78] N° II punto 3.4 DIR-GAS-001-2007.
[79] N° II punto 3.3 DIR-GAS-001-2007.
[80] "Grupo tarifario: Conjunto de Usuarios con características comunes tales como el rango de volumen, la región del sistema, la presión de entrega o cualquier otro factor de diferenciación que apruebe la Comisión para efectos de distinguir las tarifas máximas de los Permisionarios" (punto 2.24 DIR-GAS-001-2007).
[81] N° III punto 3.3 y N° I punto 3.4 DIR-GAS-001-2007.
[82] "Tarifa máxima: el conjunto de cargos unitarios máximos que un Permisionario puede cobrar por los servicios de transporte, almacenamiento o distribución a cada grupo tarifario. Las tarifas máximas son aprobadas por la Comisión y resultan de ajustar las tarifas máximas iniciales mediante el índice de inflación, el tipo de cambio, el factor de eficiencia y los costos trasladables" (punto 2.47 DIR-GAS-001-2007).
[83] N° IV punto 3.3 DIR-GAS-001-2007.
[84] Los costos trasladables (regulados en el punto 19 de la DIR-GAS-001-2007) son aquellos derivados de los cambios en el régimen fiscal, local o federal que resulten aplicables al permisionario y no hayan sido incluidos en el proceso de determinación de tarifas máximas iniciales. Sólo serán autorizados por la CRE a solicitud de parte, debiendo considerarse para su aprobación o rechazo los estándares de la industria. La directiva establece ciertas reglas respecto de los costos trasladables. Algunas de ellas hacen referencia al cargo de la tarifa al que se imputarán. "19.4 Los costos trasladables ocasionados por pérdidas operativas únicamente afectarán al cargo por uso. Los costos trasladables derivados de cambios en el régimen impositivo afectarán al cargo por capacidad y al cargo por uso en función de las proporciones que al efecto se hayan considerado en el requerimiento de ingresos del permisionario." "19.5 Los costos trasladables ocasionados

7. Excepto en el primer quinquenio, las tarifas máximas estarán sujetas a un ajuste anual por factor de eficiencia, el que será aplicable a las distintas tarifas máximas y sus componentes[86] [87].
8. Cada cinco años se efectuará la revisión quinquenal, en virtud de la cual la CRE aprobará un nuevo conjunto de tarifas máximas iniciales para cada uno de los grupos tarifarios[88].
9. Las tarifas máximas no tendrán efectos retroactivos ni ajustes compensatorios en cuanto a los resultados obtenidos en quinquenios anteriores que resulten de la revisión quinquenal[89].

11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC)

La normativa mexicana contempla MGC relativos a facilitar la reventa en el mercado secundario y también algunas medidas tenues con finalidad anti-acaparamiento. A continuación revisaremos ambos tipos de medidas.

a. Comercialización de la capacidad de los terminales de GNL en el mercado secundario

El artículo 69 del RGN regula el mercado secundario de capacidad. De acuerdo a dicha norma "los usuarios podrán ceder directamente o autorizando al transportista para tal efecto, los derechos sobre capacidad reservada que no pretendan utilizar". Esta norma se le aplica a todos los usuarios de servicios de gas, incluyendo a los usuarios de terminales de regasificación de GNL, en cuyo caso, la cesión de los derechos podrá hacerse directamente o a través del permisionario. En el sistema de información que la CRE establezca, se deberá publicar la capacidad que se pretenda liberar.

---

por pérdidas operativas estarán sujetos a que éstas no excedan de 2% del gas conducido en el sistema, considerando el promedio de los últimos doce meses de operación."

[85] N° V punto 3.3 DIR-GAS-001-2007.

[86] La directiva DIR-GAS-001-2007 señala lo siguiente: "18.3 La Comisión determinará el factor de eficiencia que corresponda a cada permisionario tomando en cuenta aspectos tales como:
I. Las mejoras esperadas en su eficiencia operativa a lo largo del periodo de cinco años, considerando entre otros aspectos:
a) Factores de la operación del sistema y de la prestación del servicio que pueden ser influenciados por el Permisionario para alcanzar mejoras en eficiencia;
b) Tendencias históricas de la eficiencia del permisionario;
c) Tamaño, etapa de desarrollo, grado de madurez y tiempo de operación del sistema;
d) Cumplimiento con el programa de inversiones propuesto en el plan de negocios;
e) Nivel de utilización del sistema;
f) Estándares internacionales de eficiencia en la industria;
g) Indicadores de calidad de servicio y confiabilidad del sistema;
h) Índices de productividad globales y sectoriales;
i) Economías de escala, y
j) Comparaciones con otros permisionarios establecidos en México;
II. Los factores que influyan en sus costos por unidad, y
III. El nivel de eficiencia que se derive de los costos incurridos."

[87] N° VI punto 3.3 DIR-GAS-001-2007.

[88] N° VII punto 3.3 DIR-GAS-001-2007.

[89] Punto 3.6 DIR-GAS-001-2007.

El RGN sólo consagra la posibilidad de ceder la capacidad, pero no establece normas adicionales aplicables a esta materia. Estas normas se encuentran establecidas en las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio que forman parte de los permisos otorgados a los terminales de GNL.

i. Terminal de GNL de Altamira

Las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de esta terminal contienen normas respecto a la comercialización en el mercado secundario de derechos de capacidad. Esta regulación no reconoce la obligación de los usuarios de ofrecer los derechos sobre la capacidad que no estén utilizando.

La cesión voluntaria de derechos, que podrá ser temporal o permanente, transfiere al tercero tanto los derechos como las obligaciones sobre la capacidad contratada en servicio de almacenamiento en base firme. El permisionario debe otorgar su consentimiento a la cesión de capacidad, pudiendo negarse o demorar el otorgamiento sólo por causa justificada. Se entiende que existe causa justificada, de forma enunciativa más no limitativa, cuando: la cesión causare condiciones operativas inseguras en las instalaciones y/o no se satisfagan las garantías financieras establecidas en las Condiciones Generales por parte del cesionario. Además, la cesión puede ser llevada a efecto mediante trato directo entre cesionario y cedente o por medio del permisionario (diferencia que se verá más adelante).

En el caso de cesiones temporales de capacidad, ya sean hechas por el usuario directamente o a través del permisionario, éste último no podrá celebrar un contrato con el cesionario, sino que facturará al cedente según se haya establecido en el contrato y el cedente será responsable frente al permisionario por todos los cargos por capacidad[90] y uso[91] que se adeuden conforme al contrato, sin importar si el servicio es requerido por el cedente o por el cesionario.

En caso de tratarse de una cesión permanente de capacidad reservada, el cedente y el cesionario podrán solicitar al permisionario la celebración de un nuevo contrato por la capacidad que será cedida, entre el cesionario y el permisionario, siempre y cuando el cesionario acepte pagar una tarifa igual o mayor a la del primer contrato (celebrado entre el cedente y el permisionario). Para ello, el cesionario presentará al permisionario la información requerida para solicitar el servicio de almacenamiento en base firme de conformidad a las Condiciones Generales. El contrato celebrado entre el permisionario y el cesionario deberá indicar la tarifa acordada entre cedente y cesionario para la cesión de la capacidad contratada. Los demás términos y condiciones serán los mismos que aparecen en

[90] Cargo por capacidad: la porción de la tarifa del servicio de almacenamiento en base firme cuyo objeto es recuperar los costos fijos en los que se incurra para la prestación del servicio de almacenamiento en base firme (punto 1 de las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del terminal de Altamira).

[91] Cargo por uso: la porción de la tarifa cuyo objeto es recuperar los costos variables en los que se incurra para la prestación del servicio (punto 1 de las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del terminal de Altamira).

el contrato vigente entre permisionario y cedente, a menos que el permisionario y el cesionario acuerden lo contrario.

Si en el nuevo contrato entre cesionario y permisionario se acuerda una tarifa mayor o igual a la establecida en el contrato anterior entre cedente y permisionario, éste último podrá retener todas las ganancias originadas en el nuevo contrato, sin que exista la obligación de remitir porción alguna de tales ganancias al cedente. En cualquier caso, el rechazo por parte del permisionario de celebrar un nuevo contrato con el cesionario, no invalidará el contrato de cesión de capacidad entre éste y el cedente. De ser menor la tarifa a la establecida en el contrato anterior, el cedente estará obligado a pagar al permisionario la tarifa completa que se estableció en el contrato entre cedente y permisionario por toda la capacidad contratada, incluyendo aquella que se cedió.

Sobre el procedimiento para realizar la cesión debemos comenzar señalando que las cesiones irregulares, es decir aquellas que no cumplan con las normas que al efecto establecieron las Condiciones Generales, no tendrán efecto alguno.

Se distingue entre dos tipos de procedimientos para llevar a efecto la cesión de derechos de capacidad, dependiendo de si el usuario directamente realiza la transferencia o lo hace mediante el permisionario.

En caso de cederse la capacidad directamente por parte del usuario, éste deberá presentar al permisionario la siguiente información: nombre y dirección del cedente, datos de contacto de la persona encargada de la operación; la misma información respecto del cesionario; monto de la capacidad que será cedida; plazo de la cesión, incluyendo comienzo y término; punto de entrega de la capacidad cedida; cargo por capacidad que se cargará al cesionario; información necesaria para validar la capacidad crediticia del cesionario para cumplir con las obligaciones derivadas de la cesión; y todos los demás términos o condiciones sustanciales de la cesión propuesta. El permisionario no tendrá la obligación de proporcionar el servicio al cesionario si no ha cumplido con todos los requisitos establecidos para la celebración de contratos por las Condiciones Generales.

Por su parte, el procedimiento para ceder capacidad a través del permisionario se considera una comisión mercantil, lo que se traduce en que el permisionario no se encuentra obligado a gestionar la cesión de capacidad por cuenta del usuario, salvo que así se acuerde[92]. El usuario que desee llevar a cabo la cesión mediante este procedimiento deberá notificarlo[93]

[92] Según el punto 31.2 de las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del terminal de Altamira (que regula el procedimiento de cesión a través del permisionario), se entiende asimismo que el permisionario y el usuario adquieren los derechos de comisionista y comitente respectivamente, conforme al Código de Comercio. Así, el permisionario, actuando como comisionista, deberá sujetarse a las instrucciones que el usuario le imparta, debiendo consultarle sobre lo que no haya sido previsto o prescrito expresamente por el usuario, siempre que la naturaleza del negocio lo permita. En caso de no ser posible la consulta, o que el permisionario haya sido autorizado para obrar a su arbitrio, actuará con prudencia, cuidando el negocio como propio.

[93] Las Condiciones Generales del terminal de Altamira (punto 31.2) establecen que la notificación de la cesión deberá contener: nombre, domicilio, número de teléfono, número de contrato y persona a contactar; la capacidad a ceder; la tarifa contratada correspondiente a la capacidad a ceder; tarifa mínima a la que el cedente está dispuesto a ceder la capacidad; si la cesión es permanente o temporal (en este último caso se debe

por escrito al permisionario, indicando la capacidad a ceder y los términos en que el contrato se celebrará[94]. El permisionario publicará la notificación durante los 5 días hábiles siguientes a la recepción y recibirá las ofertas durante los 10 días hábiles posteriores a la publicación de la notificación. Las propuestas recibidas serán consideradas una declaración unilateral de voluntad para adquirir los derechos sobre la capacidad a ceder y obligarán a las partes oferentes a adquirirlos con apego a los términos y condiciones publicados en la notificación[95] [96]. El permisionario determinará la oferta ganadora según los métodos establecidos en la notificación del cedente, debiendo notificar a éste y al cesionario el resultado y publicarlo en su sistema de información dentro de 5 días hábiles. El cedente, cesionario y permisionario firmarán un contrato para la cesión de la capacidad, el que debe contener al menos todos los puntos establecidos en el contrato que se encuentra anexo a las Condiciones Generales que rigen al Terminal de Altamira[97].

ii. Terminal de Energía Costa Azul

Las normas específicas que son aplicables a la comercialización de los derechos de capacidad de regasificación y almacenamiento en el mercado secundario se encuentran contenidas en las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio del terminal de Energía Costa Azul. Esta regulación no reconoce la obligación de los usuarios de ofrecer los derechos sobre la capacidad que no estén utilizando.

Respecto a los tipos de cesión, los usuarios pueden ceder temporal o permanentemente a otro usuario todo o parte de su capacidad máxima de almacenamiento[98] (junto con la correspondiente cantidad mínima diaria de entrega[99]), debiendo dar aviso previo al permisionario. En las cesiones temporales, el cedente continuará siendo el responsable por

---

señalar el período que durará); si la cesión es revocable o irrevocable y los términos y condiciones para su revocación en caso de serlo; los puntos de entrega y recepción del contrato del cedente; el método que usará el permisionario para evaluar las ofertas con respecto de la capacidad contratada, y; el método que usará el permisionario para decidir entre ofertas iguales.

[94] Esta solicitud será una declaración unilateral de voluntad y debe incluir las condiciones bajo las que el usuario cederá todo o parte de la capacidad contratada en conformidad al contrato que hayan celebrado cedente y permisionario. Dentro de los 10 días hábiles siguientes a la recepción, el permisionario debe contestar por escrito si acepta o no ser el gestor de la transacción. Los términos y condiciones establecidos por el usuario para ceder la capacidad deben ser objetivos, no discriminatorios y aplicables en la práctica, y deben incluir al menos la mención de si la cesión es temporal o permanente, si es posible que el cedente la revoque y cuáles son las condiciones para que sea revocada.

[95] Los interesados no podrán presentar más de una oferta por la misma capacidad como tampoco podrán retirar sus propuestas iniciales durante el período de presentación de éstas. En caso de que una parte retire su oferta, no podrá presentar una nueva por una tarifa inferior.

[96] Punto 31.2 de las Condiciones Generales del terminal de Energía Costa Azul.

[97] Punto 31.2 de las Condiciones Generales del terminal de Energía Costa Azul.

[98] Según el punto 1.15 de las Condiciones Generales para la Prestación del Servicio de Energía Costa Azul, la cantidad máxima de almacenamiento o CMA es la cantidad máxima de GNL, especificada en el contrato de servicio, que Energía Costa Azul está obligado a almacenar en el sistema por cuenta del usuario sujeto a los términos y condiciones de las Condiciones Generales y del contrato de servicio.

[99] Las Condiciones Generales de Energía Costa Azul indica en su punto 1.19 que la cantidad mínima diaria de entrega o CMND se refiere a la cantidad mínima de gas natural prevista en el contrato de servicio y que el usuario está obligado a retirar cada día a una tasa uniforme por hora. La CMND para cualquier día variará dependiendo de si un buque del usuario descargue durante dicho día. El retiro de la CMND será exigible siempre que el usuario tenga volumen almacenado disponible.

el pago de los cargos de capacidad de almacenamiento conforme lo establecido en el respectivo contrato, incluso respecto de la capacidad máxima de almacenamiento que haya sido cedida. Los demás pagos y disposiciones derivadas de las Condiciones Generales y del contrato de servicio serán aplicables al cesionario[100].

El permisionario deberá aprobar cualquier cesión de derechos contractuales, quedando ella sujeta a las obligaciones crediticias establecidas en las Condiciones Generales para contratar, pudiendo aceptarla aún si no existe Capacidad Disponible y existen solicitudes previas[101].

Las cesiones permanentes aprobadas por el permisionario, desde su fecha efectiva, liberan al cedente de todas las obligaciones derivadas de las Condiciones Generales y del contrato respectivo que surjan después de la fecha efectiva de cesión respecto de la cantidad de capacidad cedida permanentemente, debiendo asumirlas el cesionario[102].

En cuanto al sistema para publicar la capacidad a comercializar, las Condiciones Generales que rigen al terminal de Energía Costa Azul obligan al permisionario a establecer y mantener un sistema electrónico de información en el cual publique su capacidad disponible; capacidad reservada; tarifas reguladas y las mismas Condiciones Generales. En él, se permitirá a los usuarios anunciar capacidad para ceder parcial o totalmente de forma permanente o temporal a otros usuarios o potenciales usuarios que deseen servicio en base firme[103] [104].

b. Medidas anti-acaparamiento

En principio, México no parece contemplar medidas anti-acaparamiento. El acceso que se debe entregar a quien lo solicite es sólo sobre la capacidad no contratada. El sistema sobre la capacidad contratada es propietario, sin perjuicio del derecho de su titular a venderla en el mercado secundario.

Sin embargo, la directiva DIR-GAS-001-2007 (sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las Actividades Reguladas de Gas Natural), al regular las tarifas máximas de los servicios en base interrumpible establece que en caso de que las solicitudes de reserva de capacidad excedan la capacidad disponible o los cuellos de botella del sistema puedan resolverse mediante servicios interrumpibles, los permisionarios estarán en la obligación de ofrecer estos últimos. Mientras la capacidad de sus sistemas no esté totalmente reservada, los permisionarios no estarán en la obligación de prestar servicios en base interrumpible[105].

---

[100] Letra (B) punto 20 Condiciones Generales del terminal de Energía Costa Azul.
[101] Letra (D) punto 20 Condiciones Generales del terminal de Energía Costa Azul.
[102] Letra (E) punto 20 Condiciones Generales del terminal de Energía Costa Azul.
[103] Las Condiciones Generales de Energía Costa Azul señalan en la letra (E) punto 20 que el permisionario "no será responsable ante el Usuario o ante ningún tercero por una interrupción en el sistema electrónico de información que estará disponible para efectos de cesión de capacidad, derivado de problemas técnicos o por cualquier otro motivo".
[104] Letra (A) punto 20 Condiciones Generales del terminal de Energía Costa Azul.
[105] Puntos 9.2 y 9.3 DIR-GAS-001-2007.

Ahora, si se ofrece el servicio en base interrumpible usando la capacidad reservada que no se esté utilizando por los usuarios del servicio en base firme, la CRE podrá permitir al permisionario retener parte de los ingresos derivados de prestar el servicio en base interrumpible, pero deberá reintegrar el resto a los usuarios del servicio en base firme cuya capacidad reservada no usada sea objeto del servicio en base interrumpible[106].

Por tanto, el mecanismo usado por la regulación general para gestionar la congestión del sistema es imponer la obligación a los permisionarios de ofrecer el servicio en base interrumpible. Esta norma, proveniente de la regulación general del gas natural y específicamente de la regulación de las tarifas máximas de los servicios de transporte y distribución de gas natural, es aplicable a los terminales de regasificación, ya que ellos funcionan bajo permisos de almacenamiento, y como lo establece la directiva DIR-GAS-001-2007, "[l]as tarifas de los servicios de almacenamiento en sus distintas modalidades se regularán, en lo conducente, bajo los principios establecidos en el apartado Segundo de esta Directiva"[107], siendo este último el que regula las tarifas máximas de transporte y distribución.

12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL

La regulación general de la industria del gas natural en México, aplicable a los terminales de GNL, contiene normas que aluden a prácticas indebidamente discriminatorias. Así, el RGN impone a los permisionarios la obligación de dar acceso abierto "y no indebidamente discriminatorio" a los servicios que prestan dentro de cada uno de sus respectivos sistemas. Según el mismo cuerpo normativo, "se considerará indebidamente discriminatorio negar un trato semejante a usuarios o adquirentes similares en condiciones similares"[108].

Sin perjuicio de lo anterior, las diferencias de trato justificadas no se considerarán indebidamente discriminatorias. Dichas causales de justificación se encuentran estipuladas por la ley y son las siguientes[109] :

1. Diferencias de trato basadas en distintas clases y modalidades de servicio;
2. Diferencias de trato basadas en la localización de los usuarios o adquirentes;
3. Diferencias de trato basadas en distinciones por categorías de usuarios o adquirentes.

Asimismo, el RGN establece que los permisionarios deberán abstenerse de realizar prácticas indebidamente discriminatorias en la prestación de los servicios[110] y prohíbe que el permisionario aplique tarifas indebidamente discriminatorias o que dichas tarifas se condicionen a la prestación de otros servicios[111]. En concordancia con lo anterior, según las

[106] Punto 9.6 DIR-GAS-001-2007.
[107] Punto 35.1 DIR-GAS-001-2007.
[108] Artículo 6 RGN.
[109] Artículo 6 RGN.
[110] Artículo 71 RGN.
[111] Artículo 83 RGN.

Condiciones Generales de Prestación del Servicio que rigen al terminal de Energía Costa Azul, el permisionario tiene la obligación de mantener durante un año una lista de solicitudes de servicio, con el fin de asegurar un trato no discriminatorio[112].

En caso de que el permisionario ofrezca el servicio en condiciones indebidamente discriminatorias, el afectado podrá recurrir a la CRE[113].

13. Transparencia y confidencialidad de la información

El RGN señala que la CRE podrá requerir a los importadores de gas y a los permisionarios (entre otros entes) la información suficiente y adecuada que determine mediante directivas, la que puede versar sobre los precios y tarifas; el volumen de gas conducido y almacenado; la información corporativa, contable y financiera; la información sobre los contratos que celebren los permisionarios con relación a la prestación de los servicios; la capacidad de los sistemas y asignación de la misma; otras obligaciones establecidas en el mismo reglamento, en las normas oficiales mexicanas y en las directivas, y las demás que la CRE considere como necesaria. El RGN también establece que la CRE podrá requerir a los permisionarios la presentación de los contratos que celebren con los usuarios, no estando permitido que ella los divulgue[114].

Además el RGN señala como una de las obligaciones específicas para la prestación de los servicios por parte del permisionario publicar oportunamente, en los términos que la CRE establezca a través de directivas, la información referente a su capacidad disponible y a aquella no contratada[115].

En cuanto a la información sobre tarifas, el RGN se refiere a las convencionales, señalando que dicha información podrá ser publicada por la CRE. Ella obtiene esta información directamente de los permisionarios, los cuales están obligados a informarle trimestralmente sobre las tarifas diferentes a las aprobadas que hayan pactado con los usuarios[116].

Por su parte, la directiva DIR-GAS-001-1996[117] (que regula la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural) señala la obligación de

[112] Punto 2.3.1 de las Condiciones Generales de terminal de Energía Costa Azul.
[113] Artículo 63 RGN.
[114] Artículo 75 RGN.
[115] N° II Artículo 71 RGN. Los permisos otorgados a los terminales de Altamira y Energía Costa Azul especifican este deber, señalando que el permisionario deberá "Publicar oportunamente, en los términos que establezcan las Condiciones Generales de Prestación de Servicio, la información referente a la capacidad disponible del sistema y aquélla no contratada, la capacidad efectivamente utilizada de los tanques de almacenamiento y del equipo de evaporación del sistema de almacenamiento" (punto 6.4 de los permisos G/138/ALM/2003 y G/140/ALM/2003).
[116] Artículo 88 RGN.
[117] Si bien esta directiva fue derogada por la DIR-GAS-001-2007 (que regula la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia gas natural), una de las disposiciones transitorias de esta última señala que los permisionarios deberán continuar aplicando lo dispuesto en la primera hasta el momento en que finalice el quinquenio en curso, aplicándose a la aprobación de las tarifas máximas iniciales del siguiente período, así como a sus ajustes, la nueva regulación, la que, en cualquier caso, difiere muy poco de la antigua directiva:

tener a disposición de los usuarios las condiciones generales para la prestación del servicio, la lista de tarifas y las metodologías vigentes[118]. Dicha lista deberá reflejar los costos relativos a la prestación de diferentes servicios a servir a los diferentes grupos de usuarios[119]. La publicación deberá ser hecha al menos una vez al año, debiendo aparecer la lista y cualquier modificación en el Diario Oficial de la Federación y en los periódicos de las entidades federativas donde el permisionario preste servicio[120]. Aquellas tarifas que requieran de la aprobación de la CRE deberán ser publicadas al menos con 5 días de anticipación a su entrada en vigor[121]. Por último, las modificaciones a las tarifas que no requieran aprobación de la CRE serán presentadas previamente a ésta y deberán publicarse con 10 días de anticipación a que entren en vigor[122].

Los permisionarios deberán presentar una vez al año documentación que acredite detalladamente la aplicación de las tarifas a lo largo del año y permita una comparación entre ellas y las tarifas máximas aprobadas por la CRE[123].

La directiva DIR-GAS-006-2006 además de establecer estas obligaciones de publicar las tarifas señala que los permisionarios de almacenamiento deberán presentar información sobre "las cifras mensuales del poder calorífico promedio del gas natural registrado en el punto de recepción de origen nacional o importación"[124], además de la cantidad de gas natural almacenada desagregada por rama de consumo final conforme al Sistema de Clasificación de Cuentas Nacionales del Instituto Nacional de Estadística y Geografía[125].

Por último, los títulos de permiso que se otorgaron a ambos terminales establecieron normas específicas sobre la información que el permisionario debe entregar a la CRE. Ambos (tanto el del terminal de Altamira como el de Energía Costa Azul) establecen obligaciones de entregar información una vez en el semestre[126] y una vez al año[127] respecto

---

"21. Obligación de Publicar Tarifas
21.1 Los Permisionarios deberán publicar sus tarifas máximas y los cargos aprobados por la Comisión en el Diario Oficial de la Federación y en los periódicos oficiales de las entidades federativas que correspondan al trayecto o zona geográfica atendido por el Permisionario, y no podrán entrar en vigor sino hasta después de cinco días de su publicación en el citado Diario Oficial de la Federación.
21.2 Los Permisionarios deben operar y mantener permanentemente actualizado un sistema de información accesible en forma remota por vía Internet, que permita a los Usuarios conocer las tarifas máximas aprobadas, así como los criterios utilizados para ofrecer tarifas distintas a las máximas, en su caso.
21.3 Los Permisionarios deberán poner a disposición de los Usuarios las Condiciones generales para la prestación del servicio, las tarifas máximas y las metodologías vigentes."
Por último se debe señalar que las últimas publicaciones de tarifas hechas en el Diario Oficial mexicano y que son aplicables a los dos terminales de regasificación que funcionan en México datan del 1 de enero de 2010 (Terminal de Altamira, fecha en que entraron en vigor las tarifas respectivas) y 4 de junio de 2009 (Terminal Energía Costa Azul, fecha en que fueron publicadas en el Diario Oficial). En ambos casos se hizo referencia a la directiva DIR-GAS-001-1996.
[118] Punto 9.64 DIR-GAS-001-1996.
[119] Punto 9.6 DIR-GAS-001-1996.
[120] Punto 9.63 DIR-GAS-001-1996.
[121] Punto 9.65 DIR-GAS-001-1996.
[122] Punto 9.66 DIR-GAS-001-1996.
[123] Punto 39.1 DIR-GAS-001-2007.
[124] N° II punto 6.6 DIR-GAS-006-2006.
[125] Punto 6.7 DIR-GAS-006-2006.
[126] Letra A) punto 6.5 permisos G/138/ALM/2003 y G/140/ALM/2003.

de la capacidad de almacenamiento, solicitudes de acceso y los motivos por los que se hubiere negado el acceso, recepción de GNL y energía utilizada para la operación del sistema[128].

14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación de GNL

El RGN no establece regulación particular respecto del contenido de los contratos entre permisionario y usuario de las actividades reguladas en materia de gas natural. Sin embargo, las Condiciones Generales de los dos terminales que operan en México contienen normas respecto a la duración mínima de los contratos de servicio.

En el caso del terminal de Altamira los contratos sobre servicio de almacenamiento en base firme deben tener una vigencia mínima de 5 años[129], mientras que en el caso del terminal de Energía Costa Azul se establece que el permisionario no estará obligado a contratar por un período menor de 7 años (también se establece como limitación que el período de renovación de un contrato de servicio es de 5 años contractuales)[130].

Además, ambas Condiciones Generales establecen formatos de contratos en sus anexos, tanto para el servicio en base firme como en base interrumpible. Las Condiciones Generales que rigen al terminal de Altamira señalan que el servicio en base firme estará disponible a cualquiera que lo solicite, sujeto a la existencia de capacidad disponible y sujeto a la celebración de un contrato con el permisionario en la forma prevista en el Anexo C del mismo documento[131]. Por su parte, las Condiciones Generales que rigen al terminal de Energía Costa Azul señalan que el servicio de almacenamiento se prestará conforme al contrato de servicio que firmen las partes de acuerdo con los formatos incluidos en dicho documento, siendo posible que acuerden modificaciones a dichos formatos o a los términos

---

[127] Letra B) punto 6.5 permisos G/138/ALM/2003 y G/140/ALM/2003.

[128] El Permisionario deberá proporcionar a la Comisión la información siguiente:

a) Semestralmente, a partir de que se cumplan seis meses de inicio de operaciones y posteriormente durante los primeros quince días hábiles de los meses de enero y julio de cada año:

I. La capacidad de almacenamiento bajo la modalidad servicio de almacenamiento en base firme reservada, la capacidad disponible y la utilización de los equipos de evaporación durante el semestre inmediato anterior, así como la estimación de dichos parámetros para el siguiente año de operaciones, desglosados de manera mensual;

II. Las solicitudes de acceso a los servicios del sistema de almacenamiento para el semestre de operaciones inmediato anterior y, en su caso, los motivos por los que se hubiere negado el acceso;

III. Información mensual relativa a las recepciones de GNL en el Sistema y entregas de gas natural durante el semestre inmediato anterior, identificando las cantidades y poderes caloríficos correspondientes, y

IV. La energía utilizada por el sistema de almacenamiento por concepto de gas para la operación del mismo, desglosada de manera mensual;

a) Anualmente:

V. Información relativa a las recepciones de GNL en el sistema durante el año inmediato anterior, identificando el origen del proveedor, el número de identificación y capacidad del Buque, los volúmenes descargados expresados en metros cúbicos y en unidades de energía, así como el calendario estimado de desembarques y volúmenes por recibir para el siguiente año de operaciones, desglosados mensualmente.

[129] Letra (a) punto 4.2 Condiciones Generales del terminal de Altamira.

[130] Punto 2.3.1 Condiciones Generales del terminal de Energía Costa Azul.

[131] Punto 3.1.1 Condiciones Generales del terminal de Altamira.

específicos de servicio siempre que no se violen las disposiciones de orden público de la normativa aplicable y no sean condiciones indebidamente discriminatorias[132].

[132] Puntos 2.2 y 17.6 Condiciones Generales del terminal de Energía Costa Azul.

BIBLIOGRAFÍA

- BP. "Statistical Review of World Energy 2010", disponible en: www.bp.com
- BRITISH PETROLEUM INDONESIA, sitio oficial, disponible en: http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9004782&contentId=7008763
- COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA, "Informe Anual 2009", disponible en: http://www.cre.gob.mx/articulo.aspx?id=329
- CHUBU ELECTRIC POWER, sitio oficial, disponible en: http://www.chuden.co.jp/english/corporate/press2006/0706_2.html
- GOBIERNO FEDERAL. SECRETARÍA DE ENERGÍA. "Prospectiva del Mercado del Gas Natural 2009-2024", disponible en: http://sener.gob.mx/portal/publicaciones.html
- GRUNSTEIN, Miriam, MARYAN JR., Skip y BUENDÍA, Eduardo. "Opening of the LNG market in Mexico". En: *LNG15 Conference*, 2007.
- ENERGÍA COSTA AZUL, sitio oficial, disponible en: http://www.energiacostaazul.com.mx/Spanish/seMex.htm
- HYDROCARBONS TECHNOLOGY, sitio oficial, disponible en: http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/altamiralngmexico/
- LOERA, Alejandro y DEL BOSQUE, Mario, "Mexico". En: *The International Comparative Legal Guide to: Gas Regulation 2010*, disponible en: http://www.iclg.co.uk/index.php?area=4&country_results=1&kh_publications_id=130&chapters_id=3405
- WIKIPEDIA, sitio oficial, disponible en: http://en.wikipedia.org/wiki/Main_Page
- MITSUI & CO., LTDA, "Form 20-F", disponible en: http://www.mitsui.co.jp/en/ir/library/sec/index.html
- PÁRAMO, Marcelo y CELIS, Humberto, "Regulación Legal y Ambiental del Gas Natural Licuado en México. Retos y Perspectivas", disponible en: http://www.hcambiental.com/News/Articles.php
- QATARGAS, sitio oficial, disponible en: http://www.qatargas.com.qa/PressReleases.aspx?id=37240&terms=altamira

- ROYAL DUTCH SHELL, “Royal Dutch Shell PLC Annual Report and Form 20-F for the Year Ended December 31”, disponible en: http://www.shell.com/home/content/investor/financial_information/annual_reports_and_publications/

- SAKHALIN ENERGY, sitio oficial, disponible en: http://www.sakhalinenergy.ru/en/aboutus.asp

- SEMPRA GENERATION, sitio oficial, disponible en: http://www.sempragеneration.com/termoMex.htm

- SEMPRA PIPELINES & STORAGE, sitio oficial, disponible en: http://www.semprapipelinesandstorage.com/index.html

- TOTAL S.A. “Form 20-F 2009”, disponible en: http://www.total.com/en/individual-shareholders/publications-940647.html

IX. ARGENTINA

1. Introducción general

Argentina tiene una fuerte dependencia al gas natural como fuente energética, consumo que es satisfecho casi en su totalidad por la producción interna. Sólo un 2% del consumo total de gas natural fue satisfecho el 2009 a través de GNL exportado.

La industria de terminales de regasificación es reciente en Argentina, existiendo únicamente un buque regasificador en el Puerto de Bahía Blanca, que comenzó su funcionamiento en noviembre de 2008. El barco pertenece a Excelerate Energy, que a su vez es de propiedad compartida en partes iguales entre la compañía norteamericana Excelerate y la compañía alemana de Servicios Públicos RWE. Corresponde también a Excelerate Energy la operación del proyecto junto a la compañía Stream cuya propiedad es compartida por partes iguales por YPF y Gas Natural SDG (en esta última empresa YPF tiene una participación accionaria de un 30%). La operación de este proyecto y las importaciones de GNL son financiadas por el Estado argentino.

Este modelo *ship to ship to port* fue implementado a iniciativa estatal por medio de la Disposición 30/2008 de la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del Ministerio de Planificación Federal que creó el "Plan de Provisión de Gas Natural Licuado (GNL)". Esta Disposición, y sus posteriores modificaciones, crearon un marco jurídico *ad hoc* para la implementación del Plan, otorgando competencia a distintos órganos y empresas del Estado para la contratación del barco, y para el diseño, construcción, y operación de las obras en el muelle para la descarga del gas regasificado y su inyección al sistema de distribución nacional. Se otorgaron también competencias para evaluar las necesidades y precios de importación de GNL y su venta en el mercado interno. Sin embargo, este marco jurídico tuvo una vigencia limitada, hasta el 31 de diciembre del 2009, sin que exista actualmente normativa que regule de forma específica y expresa los terminales de regasificación de GNL.

Por otra parte y a pesar de la extensa investigación realizada, no ha sido posible constatar evidencia alguna acerca de la posible aplicación de la regulación general de la industria del gas (establecida principalmente en las leyes 17.319 y 24.076) a la industria de terminales de regasificación de GNL.

2. Descripción de la industria de terminales de regasificación en Argentina

a. Introducción

El gas natural tiene una gran relevancia para el mercado Argentino. En efecto, más de un 50% de la matriz energética de ese país corresponde a este combustible[1] y conforme a datos del año 2009, Argentina es el primer consumidor de gas natural en América del Sur[2].

[1] CHIMALE, Noelia Denisse y ACOSTA, Gustavo Fabián. *LNG in Argentina – A Regasification Plant Feasibility Study* p. 3. <En World Wide Web: www.igu.org/html/wgc2009/papers/docs/wgcFinal00114.pdf> [visitado el 16/11/ 2010].

El consumo de este combustible por sector es el siguiente:

Consumo por sector	Volumen (mill.m3)	Porcentaje
Residencial	23,24	22.49%
Industrial	32,33	31,29%
Generación eléctrica	34,09	33,00%
Otros *	13,66	13,22%
Total	103,32	100%

* Comercio, entes oficiales, gas natural comprimido y subdistribuidores
Fuente ENARGAS[3]

Sin perjuicio de este alto consumo, durante años las reservas de gas natural de Argentina le permitieron no sólo satisfacer en prácticamente la totalidad su demanda interna, sino que también exportar dicho combustible a Chile y Uruguay. Así, en el año 2008 Argentina exportó 40.050 m3 a estos países[4].

Esas reservas, sin embargo, se han visto mermadas en las últimas décadas. En el período comprendido entre 1990 y 2008, Argentina pasó de tener 579 mil millones de m3 a 399 mil millones de m3 de gas natural, lo que implica un descenso del 31% de sus reservas comprobadas de gas natural, pasando de ser el vigésimo segundo (22º) productor a nivel mundial al cuadragésimo segundo (42º)[5].

Esta disminución en las reservas, unida a una creciente demanda interior llevó a Argentina a una crisis del gas. En ese escenario, el gobierno comenzó a buscar formas de diversificar sus fuentes energéticas. Así nació el proyecto "Programa de Energía Total" (en adelante PET) cuyo objetivo era incorporar a la matriz energética argentina combustibles alternativos para las diferentes actividades productivas y/o la autogeneración eléctrica[6]. Es en el marco de este proyecto que se incorporó el GNL a la matriz energética Argentina, el año 2008[7].

---

[2] BRITISH PETROLEUM, *BP Statistical Review of World Energy 2010*, p. 27. <En World Wide Web: www.bp.com> [visitado el 17/12/2010].

[3] ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS). *Informe 2009*. <En World Wide Web: http://www.enargas.gov.ar/_blank.php?iFrame=/Publicaciones/Informes/Anual/2009/anexo_8.pdf> [visitado el 21/12/2010].

[4] DURAÑONA, Adolfo y GRANE, Roberto. *The Internacional Comparative legal guide to: Gas regulation*, capitulo 4, Argentina. 2009. p. 17. <En World Wide Web: www.bakermckenzie.com/.../mk_argentina_chapter4_gasregulation_feb09.pdf> [visitado el 18/11/ 2010].

[5] BARONE, Nino. EL *Gas Natural en la Argentina. Pluspetrol. Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas*. junio 2009. p. 20 <En World Wide Web: http://www.petrotecnia.com.ar/junio10/2010-06.pdf>, p. 20 [visitado el 20/11/2010].

[6] Resolución 459/2007 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios del 12.07.2007 <En World Wide Web: http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/e6fbc292d8aba6ac0325705100522a9e/774dc84ab3bb47340325731700433e8c?OpenDocument> [visitado el 20/11/2008].

[7] Disposición 30/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y servicios del 10.03.2008. <En World Wide Web: http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/042563ae0068864b04256385005ad0be/cabb6eea81b6b3838325741e00419645?OpenDocument> [visitado el 20/11/ 2008].

En la actualidad y sin perjuicio de la incorporación del GNL a la matriz energética, la importación de gas natural por parte de Argentina sigue siendo bastante menor. De acuerdo a datos del *BP Statistical Review of World Energy* del año 2010, Argentina importó el año 2009 aproximadamente un 6% de su consumo total de gas natural. La mayoría del gas importado provino vía gasoducto desde Bolivia. Sólo un 2% del consumo total de gas natural de Argentina el año 2009 fue satisfecho a través del GNL.

En cuanto a su origen, el GNL importado proviene de Trinidad y Tobago (83,3%) y Egipto (16,7%)[8].

b. Terminales de GNL

Conforme a la información recabada, en la actualidad opera en Argentina un buque regasificador llamado Excelsior, bajo el modelo *"ship to ship to port"* y se encuentra en construcción un proyecto de similares características llamado Puerto Escobar.

1. *Proyecto Bahía Blanca.* El buque regasificador Excelsior se encuentra ubicado en el puerto Ingeniero White dentro del Puerto Bahía Blanca en la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires[9]. Este proyecto comenzó sus operaciones en junio de 2008.
   El buque cuenta con todos los elementos necesarios para realizar las labores de regasificación; tiene una capacidad de 8 a 10 millones de m3/d[10] y recibe GNL principalmente en el periodo invernal, temporada en la cual la demanda de gas natural en el mercado argentino alcanza su punto más alto.
   Hasta noviembre de 2008 —primer periodo de funcionamiento del terminal— el buque regasificó diariamente un promedio de 5,1 millones de m/3 diarios, los cuales fueron inyectados al sistema de gas. En el año 2009 dicha cifra sufrió un importante incremento, en cuanto se inyectaron al sistema un promedio de 8,9 millones de m/3 diarios, haciendo un total aproximado de 780.000 millones de m/3.
   Este proyecto opera bajo el modelo integrado. Según se señala a continuación, ENARSA, mediante YPF adquiere GNL que, luego de regasificado, es ingresado al sistema gasífero argentino siendo cobrado a los diferentes agentes por vía tarifaría o bien, subsidiándolos por vía de aportes estatales. De ésta forma, el Estado Argentino cumple la obligación que le entrega el marco legal de la industria del gas de asegurar la cobertura y la continuidad del servicio[11].

---

[8] BP Statistical Review of World Energy 2010, pp. 27 y 31. <En World Wide Web: www.bp.com> [visitado el 17/12/2010].

[9] El buque se encuentra ubicado en el muelle de la compañía Mega, contando además con una conexión que lo vincula con las instalaciones de la compañía Proferil, por las cuales el gas resgasificado es ingresado a la red Argentina de gas. Además, la compañía Mega cuenta con tanques de almacenamiento de GNL. PUERTO BAHIA BLANCA. <En World Wide Web: http://www.puertobahiablanca.com/servicios_cangrejales.asp> [visitado el 19 /11/2010]. ENARSA: Sitio Web. <En World Wide Web: http://www.enarsa.com.ar/video01.htm> [visitado 23/11/ 2010].

[10] GNL DEL PLATA. Proyecto regasificación GNL Uruguay y Argentina. Mayo 2010. <En World Wide Web: http:// www.rondauruguay.gub.uy/docs/02_jueves/09_gnl_el_plata_botto.pdf> [visitado el 21/11/2010].

[11] Artículo 3 de la Ley 17.319: El Poder Ejecutivo Nacional fijará la política nacional con respecto a las actividades mencionadas en el artículo 2 teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.

2. *Proyecto Escobar*. Este proyecto se encuentra en construcción a 48 kilómetros al norte de Buenos Aires y es de características similares al proyecto de Bahía Blanca. Se estima que este proyecto entrará en operación en mayo del año 2011[12].

c. Propiedad de los terminales de regasificación y relaciones de propiedad dentro de la cadena del gas natural

El proyecto Bahía Blanca tiene una estructura de propiedad particular, debido al origen estatal del mismo, en cuanto, como señalamos previamente, este proyecto fue resultado de una iniciativa estatal para paliar los efectos de la crisis energética y diversificar las fuentes de gas natural, atendiendo a la enorme dependencia de Argentina a dicha fuente energética. De esta forma, se dictó la Disposición 30/2008[13] que encargó a la empresa nacional Empresa Energía Argentina S.A (ENARSA)[14] la realización de dicho proyecto.

En el cumplimiento de esta función, ENARSA contrató a YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales) para que en calidad de mandatario contratara un buque de regasificación; llevara adelante las obras en el muelle para la descarga del gas regasificado; se encargara de la construcción del gasoducto de interconexión con el sistema nacional y realizara la operación del proyecto[15].

YPF a su vez contrató los servicios de Excelerate Energy, compañía norteamericana de propiedad compartida entre Excelerate (50%) y la compañía alemana de Servicios Públicos RWE (50%)[16].

Excelerate Energy es a la vez propietaria del buque regasificador Excelsior y encargada de la operación del proyecto junto con la compañía Stream[17] [18].

En relación con el Artículo 7 de la misma norma: El Poder Ejecutivo establecerá el régimen de importación de los hidrocarburos y sus derivados asegurando el cumplimiento del objetivo enunciado por el artículo 3 y lo establecido en el artículo 6.

[12] No existe información oficial del Proyecto Escobar. Se han encontrado reportes de prensa sobre el proyecto y el pre-acuerdo suscrito por las empresas interesadas en el proyecto.

[13] Complementada con la Disposición 0287/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios del 19 de Diciembre de 2008. <En World Wide Web: http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/a8dcb1058ffd16540325705100524e4e/e75708d7c2a84b3383257566003a845b?OpenDocument> [visitado el 17/11/2010].

[14] Empresa Estatal, creada por la Ley 25.943 del 20 de octubre de 2004, cuyo objeto es llevar a cabo por si, intermediada por terceros o asociada con terceros, el estudio, exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos sólidos, líquidos y/o gaseosos, el transporte, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización de estos productos y sus derivados directos e indirectos, así como de la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas natural y la generación, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica.

[15] Contratación de servicios: YPF - Excelerate Energy. (Nota de prensa): <En World Wide Web: http://www.repsol.com/es_es/corporacion/prensa/notas-de-prensa/ultimasnotas/buque_regasificador_argentina.aspx Ver también http://www.enarsa.com.ar/video01.htm> [visitado 20 /12/2010].

[16] EXCELERATE ENERGY. "Excelerate forma alianza con RWE", <En World Wide Web: http://excelerateenergy.blogspot.com/2008/02/excelerate-energy-to-form-partnership.html> [visitado el 20/12/2010].

Stream por su parte, es propiedad de YPF y GasNatural SDG en partes iguales[19]. YPF tiene una participación accionaria de un 30% en Gas Natural SDG[20].

El proyecto Bahía Blanca cuenta asimismo con dos muelles especialmente adaptados para estos efectos, que pertenecen a las compañías Mega S.A y Proferfil S.A. respectivamente. Mega S.A. es una sociedad anónima integrada por YPF (38%), Petrobras (34%) y Dow Argentina (28%)[21]. Profertil S.A., está integrada en partes iguales por YPF **y** por la compañía canadiense Agrium Inc**.**[22]

Como se puede apreciar, la participación de YPF en el proyecto Bahía Blanca es significativa. YPF es una empresa que ha estado presente desde los orígenes en el desarrollo de la industria de hidrocarburos en Argentina. Surge como una empresa estatal y luego, el año 1999, es transformada en una sociedad anónima adquirida en un 99% por la empresa española Repsol. El 1% restante quedó en manos de propiedad estatal. Con posterioridad, en el año 2007, un 15% de las acciones fueron adquiridas por el grupo Petersen[23].

El financiamiento del proyecto y su operación así como las importaciones de GNL ha sido realizado principalmente por el Estado Argentino a través de (i) fondos provenientes del Tesoro Nacional, conforme lo establecido en el presupuesto vigente, cuyos recursos económicos tienen su origen en las retenciones que perciba el Estado Argentino en concepto de derechos de exportación de combustibles líquidos y gaseosos; y de (ii) un fondo fiduciario creado para estos efectos, el cual se encuentra conformado por recursos obtenidos vía cobro de tarifas y por recursos provenientes de programas especiales de crédito de organismos nacionales e internacionales y aportes específicos de los sujetos activos del sector. ENARSA administra este fondo, siendo la encargada de realizar los respectivos pagos por los servicios prestados por cada agente (YPF, Stream, Excelerate, etc.)[24].

---

[17] Contratación de servicios: YPF - Excelerate Energy. (Nota de prensa). <En World Wide Web: http://www.repsol.com/es_es/corporacion/prensa/notas-de-prensa/ultimas-notas/buque_regasificador_argentina.aspx> [visitado el 30/11/2010].

[18] EXCELERATE ENERGY. Bahía Blanca GasPort® Argentina Bringing Continents of Energy Together. <En World Wide Web: http://http://www.excelerateenergy.com/argentina.html> [visitado el 19/11/2010].

[19] STREAM. Presentación Institucional. <En World Wide Web: http://www.streamrgn.com/> [visitado el 1/12/2010].

[20] STREAM. <En World Wide Web: http://portal.gasnatural.com/servlet/ContentServer?gnpage=1-10-1&centralassetname=1-10-BloqueHTML-668> [visitado el 3/12/2010].

[21] PUERTO BAHIA BLANCA. <En World Wide Web: http://www.puertobahiablanca.com/servicios_cangrejales.asp> [visitado el 19/11/2010].

[22] MUNICIPALIDAD DE BAHÍA BLANCA. <En World Wide Web: http://www.bahiablanca.gov.ar/empresario/act4.html> [visitado el 18/11/2010].

[23] REPSOL YPF. Distribución accionaria. Sitio web Repsol YPE. <En World Wide Web: http://www.ypf.com/ar_es/todo_sobre_ypf/informacion_para_accionistas_e_inversores/inf_general_acerca_de_la_sociedad/distribucion_accionaria/> [visitado el 30/11/2010].

[24] Decreto 2067/2008 del Ministerio de Planificación Federal que "Crea el fondo fiduciario para importaciones de gas natural y complementar inyección de gas natural que sean requeridas". Resolución 1451/2008 "Establece la reglamentación del fondo creado por el decreto 2067/08". Disposición 0287/ 2008 de la Subsecretaria de Control y Coordinación de Gestión dependiente del Ministerio de Planificación. Ver también ENARSA. <En World Wide Web: http://www.enarsa.com.ar/video01.htm> [visitado el 23/11/2010].

3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación de GNL

En Argentina no existe regulación que haga referencia al GNL. Para la implementación del plan de provisión de GNL del Proyecto Energía Total que hemos descrito más arriba y su posterior funcionamiento se ha utilizado un marco normativo *ad hoc*, de limitada vigencia, que explicamos a continuación.

El 12 de julio de 2007 mediante la Resolución 459/2007 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios se crea el Programa de Energía Total cuyo objetivo era "incentivar la sustitución del consumo de gas natural y/o energía eléctrica, por el uso de combustibles alternativos para las diferentes actividades productivas y/o la autogeneración eléctrica, el que tendrá una duración de noventa (90) días"[25]. Esta resolución fue modificada el 3 de marzo de 2008 por la Resolución 121/2008 del Ministerio de Planificación, por medio de la cual, junto con prorrogar la vigencia del Programa de Energía Total hasta el 31 de diciembre de 2008, se le incorporaron nuevos objetivos como es "garantizar el abastecimiento de los recursos energéticos ya se trate de combustibles líquidos o gaseosos, que sean demandados tanto por el aparato productivo como por el conjunto de la población…"[26]. Además se instruye a la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del Ministerio de Planificación para regular las acciones tendientes a ejecutar los objetivos del programa. En el uso de dicha atribución la Subsecretaría dictó la Disposición 30/2008 que incorpora al GNL a la matriz energética argentina a través de la creación del "Plan de provisión de Gas Natural Licuado (GNL) regasificado"[27].

Las últimas disposiciones dictadas que conforman este marco normativo son la Resolución 1451/2008 del Ministerio de Planificación[28] que prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2009 la vigencia del Programa de Energía Total y la Disposición 0287/2008 de la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión[29], que complementa el "Plan de Provisión de Gas Natural Licuado (GNL) regasificado" establecido en la Disposición 30/2008 ya citada.

El Plan de provisión de GNL consiste en la elaboración, mantenimiento, gestión y administración de un sistema para adquirir y regasificar GNL mediante un buque regasificador[30].

ENARSA. Informe de Gestión 2009. <En World Wide Web: http://www.enarsa.com.ar/pdf/informegestion2009.pdf > [visitado el 14/12/2010].

[25] Artículo 1 Resolución 459/2007 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión y Servicios del 12.07.2007. Cit. Nº 6.

[26] Artículo 1 Resolución 121/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios del 03.03.2008. <En World Wide Web: http://www.enre.gov.ar/web/bibliotd.nsf/14496b860b6ebde303257084005b4e25/eb0708fbeb2191aa8325740b003a62d7?OpenDocument> [visitado el 20/11/2010].

[27] Disposición 30/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y servicios del 10.03.2008. Cit. Nº 7.

[28] Resolución 1451/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios del 12.12.2008. <En World Wide Web: http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas2/1451-08L.htm> [visitado el 20/11/2010].

[29] Resolución 1451/2008 Cit. Nº 26.

[30] Disposición 0287/2008 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios. Cit. Nº 12. Punto 1.1.1.

Para la ejecución del Plan se otorgaron una serie de atribuciones a distintos órganos. Es así como se designó a ENARSA como encargado, "por sí o a través de terceros, del diseño, construcción, operación, mantenimiento, gestión, y administración de un sistema de provisión de GNL regasificado para el mercado argentino" así como de la adquisición de GNL y la definición de su valor de compra[31]. También se estableció que correspondía a la Subsecretaría de Coordinación y Control, en conjunto con la Secretaría de Comercio Interior, definir los valores de comercialización del GNL regasificado en el mercado interno. Estas dos subsecretarías junto a la Subsecretaría de Energía y ENARGAS, fueron designados organismos de asesoramiento técnico del plan correspondiéndoles, entre otras funciones, determinar la necesidad de importación de GNL.

Con posterioridad no se ha dictado normativa alguna que regule de manera expresa a los terminales de regasificación de GNL, existiendo únicamente un proyecto de resolución del 29 de julio de 2010 de la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios[32]. Esta norma eventualmente vendrá a regular las condiciones para la localización de terminales y sus respectivos requisitos de protección ambiental, la normativa aplicable al diseño y de seguridad en la construcción de la infraestructura portuaria destinada a las operaciones de GNL, así como vendrá a crear un registro de profesionales independientes, encargados de la verificación de los requisitos de seguridad de los buques metaneros y del terminal. Para que los terminales puedan entrar en funcionamiento, se exigirá el cumplimiento de distintas certificaciones que describe el proyecto que versan principalmente sobre los requisitos relativos al diseño, materiales, control de instalaciones, instalación segura y el abandono de las instalaciones de cada terminal, determinando —para cada certificación— el procedimiento que deberá seguirse en su presentación. Este proyecto establece como principales entes reguladores a ENARGAS y la Secretaría de Energía.

En cuanto a la regulación general del gas natural que rige en Argentina, a pesar de la extensa investigación realizada y de la consulta de especialistas argentinos no se ha encontrado evidencia de que sea éste el marco normativo al que deban sujetarse los terminales de regasificación de GNL, siendo únicamente aplicable una vez que el gas regasificado ingresa a la red de trasporte. Sin perjuicio de lo anterior haremos una breve referencia a la regulación de la industria del gas, teniendo especialmente en consideración el marco normativo de los órganos a los cuales la Disposición 30/2008 y la 0287/2008 otorgaron competencia para el desarrollo del Plan de Provisión de GNL.

Las principales leyes que regulan la industria gasífera en Argentina son la Ley 17.319 del 30 de junio de 1967, encargada de regular las condiciones de explotación e

[31] Resolución 30/2008. del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y servicios del 10.03.2008. Cit. Nº 7. Punto 1.1.3.2.

[32] MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL E INVERSIÓN PÚBLICA. Resolución Gas Natural Licuado (GNL) Infraestructura Portuaria, Interfaz Buque / Terminal. <En World Wide Web: http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3304> [visitado el 19/11/2010].

industrialización de hidrocarburos y la Ley 24.076[33] del 20 de mayo de 1992, que junto con privatizar la industria del gas en Argentina y crear el ente regulador del gas ENARGAS, regula el trasporte y distribución del gas.

Dichas leyes son complementadas y reglamentadas por una serie de decretos y normas de jerarquía inferior[34].

a. Regulación principal

1. *Ley 17.319 del 30 de junio de 1967.* Esta ley regula las condiciones de explotación e industrialización de hidrocarburos. Asimismo regula su distribución y transporte, sin perjuicio que a partir de la dictación de la Ley 24.076 las normas que regulan estas dos últimas materias sólo serán aplicables en la medida de que dicha ley se remita a la Ley 17.319[35].
   Además fija las potestades regulatorias de la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios en materia de exploración, industrialización, trasporte y comercialización.

2. *Ley 24.076, del 20 de mayo de 1992.* Esta ley regula el transporte y la distribución de gas natural y crea el ente regulador del gas, ENARGAS, el que cuenta con una serie de potestades, que en términos generales pueden describirse como normativas, de fiscalización, sancionatorias y tarifarias, aplicables a todo el mercado del gas argentino.
   Además de dichas potestades, esta ley regula los elementos sobre los cuales se establecerá el proceso tarifario, entregando bases para su determinación.

---

[33] DURAÑOÑA, Adolfo y GRANE, Roberto. Cit. Nº 1. Ibid. Esta ley supuso un gran cambio de la industria del gas en Argentina. Hasta antes de su dictación en 1992 existía una concentración de todos los procesos relacionados con el gas en un sólo agente económico, la empresa estatal Gas del Estado. S.E.
Con promulgación de la Ley 24.076 se privatiza la empresa Gas del Estado S.E., y se pasa a regular la industria gasífera mediante diferentes mecanismos cuyas bases se centran en la optimización y uso eficiente de los recursos, la promoción de la competencia y el incentivo a la inversión y la defensa de los consumidores.

[34] En atención a la jerarquía normativa de las disposiciones que establecen el marco normativo de la industria del gas en Argentina, debemos distinguir, por un lado las leyes 17.319 y 24.076, tienen jerarquía legal, como normas emanadas del Poder Legislativo, cumpliendo el procedimiento establecido en la Constitución Argentina (arts. 77 a 84). Los decretos de jerarquía infralegal complementan y regulan dichas leyes. Por último, las normas que regulan en términos específicos las terminales de GNL, tienen la jerarquía propia de disposiciones normativas que emanan de organismos administrativos inferiores, en la esfera de sus atribuciones – en el caso de la disposición 30/2008 - de la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios- y en el caso de el proyecto de decisión 29.07.2010, emanada de la Secretaria de Energía, dependiente, de la misma forma, del ministerio antes citado. Estas disposiciones son de inferior jerarquía a los decretos antes señalados. BIBLIOTECA DEL CONGRESO DE LA NACIÓN. Argentina. Sitio Web: http://www.bcnbib.gov.ar/legisladores/legisladores_05_03.htm [Visitado el: 26/11/2010].

[35] Artículo. 1 Ley 24.076: La presente Ley regula el transporte y distribución de gas natural que constituyen un servicio público nacional, siendo regidos por la Ley No 17.319 la producción, captación y tratamiento. La Ley N° 17.319 solamente será aplicable a las etapas de transporte y distribución de gas natural, cuando la presente Ley se remita expresamente a su normativa.

Por último señala el procedimiento aplicable al régimen de solución de controversias, tanto en sede administrativa como la revisión judicial de dichas decisiones[36].

b. Regulación en detalle

1. *Decreto 1738/92* que fija el reglamento de la Ley 24.076, detallando competencias de ENARGAS, respecto de la reglamentación y control de seguridad en materia de gas.

2. *Decreto 2067/08* que crea el fondo fiduciario para importaciones de gas natural y complementa las inyecciones de gas natural que sean necesarias. Por medio de dicho patrimonio integrado por cobros tarifarios, subsidios y otros aportes, se ha financiado el Plan de Provisión de GNL regasificado establecido en las Disposiciones 30/2008 y 0287/2008.

4. Entes reguladores

Argentina es un país federal, en donde los principales entes reguladores del mercado gasífero son la Secretaría de Energía y el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), que dividen entre ellos las funciones de regulación y de gestión en el mercado del gas. Estos órganos, en particular ENARGAS, cumplieron con una fundamental función en la instalación y funcionamiento del buque regasificador dispuesto por el Plan de Provisión de GNL.

a. Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicio

La Secretaría de Energía tiene como misión la planificación estratégica de los recursos hidrocarburíferos y energéticos, siendo otorgadas sus atribuciones por la Ley 17.319.

Una de sus más importante atribuciones es reglamentar las actividades relativas a la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos, fijando la normativa técnica aplicable a la industria gasífera.

b. Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS)

[36] Rige también en Argentina la ley 26.020, que establece el marco regulatorio aplicable a la producción, fraccionamiento, transporte, almacenaje, distribución, servicios de puerto y comercialización de Gas Licuado de Petróleo (GLP), con el objeto principal de para asegurar el suministro regular, confiable y económico de gas licuado de petróleo, a los sectores residenciales de escasos recursos que no cuenten con servicio de gas por redes, en el territorio Argentino. Dicha norma, sigue las directrices de la regulación general en materia de hidrocarburos (17319 – 24.076) en cuanto los principios rectores debiendo propender a la competencia, la no discriminación, el libre acceso, la asignación eficiente de recursos, la seguridad pública y la preservación del medio ambiente, marco que es aplicable a dicha industria supletoriamente en todo lo no dispuesto por ésta. Por último, será autoridad de aplicación de la ley la Secretaria de Energía la cual podrá delegar en ENARGAS las tareas de fiscalización y control técnico, y en los gobiernos provinciales previo acuerdo celebrado con ellas.

ENARGAS es un organismo descentralizado creado por la Ley 24.076 en 1992, con el objeto de regular, fiscalizar y resolver las controversias suscitadas en relación con el servicio público de gas[37].

Una de las principales funciones de ENARGAS es promover la competitividad del mercado del gas, de esta forma la ley señala entre sus atribuciones incentivar la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, alentando inversiones para asegurar el suministro a largo plazo; proteger adecuadamente los derechos de los consumidores; propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transporte y distribución de gas natural; regular las actividades del transporte y distribución de gas natural, asegurando que las tarifas que se apliquen a los servicios sean justas y razonables; y propender a que el precio de suministro de gas natural a la industria sea equivalente a los que rigen internacionalmente en países con similar dotación de recursos y condiciones. Luego, la ley agrega que le corresponde prevenir conductas indebidamente discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y consumidores[38].

En cuanto a sus **potestades normativas** le corresponde dictar reglamentos e instrucciones que regulen la actividad de transportistas y distribuidores[39].

Se le otorgan también **potestades tarifarias** correspondiéndole establecer las bases para el cálculo de las tarifas de las habilitaciones a transportistas y distribuidores y aprobar las tarifas que aplicarán los prestadores, mediante los correspondientes decretos tarifarios[40].

Por último, cuenta con importantes **potestades de fiscalización y sanción**. De esta forma puede promover ante los tribunales competentes, las acciones civiles o penales que tiendan a asegurar el cumplimiento de sus funciones y de los fines de la Ley 24.076[41]; requerir de los transportadores y distribuidores los documentos e información necesaria para verificar el cumplimiento de dicha ley; realizar las inspecciones que al efecto resulten necesarias[42]; entre otras atribuciones.

Corresponde a ENARGAS aplicar las sanciones previstas en la Ley 17.319, Ley 24.076 y en sus reglamentaciones y en los términos de las habilitaciones[43] y requerir al juez competente el auxilio de la fuerza pública con jurisdicción en el lugar del hecho[44].

---

[37] FUNDACIÓN DE INVESTIGACIONES LATINOAMERICAS. La regulación de la competencia y de los servicios públicos: Teoría y experiencia argentina reciente. 1998. pp. 433 y 434.
[38] Artículos. 2 y 52 Ley 24.076, a su vez derogado respecto de sus facultades en materia de competencia por el artículo 59 de la ley de Defensa de competencia 25.156 del 16 de septiembre de 1999.
[39] Artículo. 52, letra c. Ley 24.076 .
[40] Artículo. 52, letra f Ley 24.076.
[41] Artículo.52, letra n Ley 24.076.
[42] Artículo. 53, letra o Ley 24.076.
[43] Artículo. 52, letra q Ley 24.076.
[44] Artículo. 72 Ley 24.076.

Por último, y como se señalará más adelante, corresponde a ENARGAS resolver controversias entre particulares.

5. Autorización de instalación de terminales

Como hemos señalado el buque regasificador se construyó en el marco de una normativa *ad hoc*, la Resolución 459/2007 del Ministerio de Planificación que creó el Programa de Energía Total y la Disposición 30/2008 que incorpora al GNL a la matriz energética argentina a través de la creación del "Plan de provisión de Gas Natural Licuado (GNL) regasificado", complementado por la Disposición 0287/2008 de la Subsecretaria de Coordinación y Control de Gestión.

No existen otras disposiciones que se refieran a las autorizaciones de instalación de terminales de regasificación.

6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado

El 1999 se dictó en Argentina la Ley 25.156 de defensa de la libre competencia. Dicha ley contempla normas sustantivas y dispone también la creación del Tribunal de Defensa de la Competencia, organismo encargado de velar por la competencia en los mercados argentinos. Ahora bien, producto de la crisis económica sufrida ese mismo año, la creación efectiva del Tribunal se suspendió.

La Ley 25.156 sí se aplica en cuanto al fondo. Las facultades que teóricamente corresponderían al Tribunal son ejercidas por la Comisión Nacional de Defensa de la Competencia (CNDC), con la salvedad, como explica el informe de la OECD, que la "CNDC continúa desempeñando un papel meramente consultivo, desenvolviéndose en el marco de un ministerio gubernamental". De esta forma, si bien se trata de una agencia administrativa con poder de sanción, "sus decisiones deben ser ratificadas por la Secretaria de Coordinación Técnica del Ministerio de Economía y Producción"[45].

La CNDC es un organismo con facultades privativas en materia de protección de la competencia. De hecho, el artículo 59 de la Ley 25.156 derogó todas las competencias especiales que pudieran haber tenido otros órganos sectoriales.

Desde un punto de vista sustantivo, la relación entre regulación sectorial y derecho de la competencia es siempre compleja, pues en principio el derecho de la competencia —incluyendo restricciones relativas a instalaciones esenciales, negativas de venta y otras cláusulas o condiciones que puedan afectar la competencia— mantiene su vigencia. Ahora bien, no tenemos noción de si la CNDC está en condiciones de profundizar la regulación de acceso por la vía de la aplicación de las normas generales de la competencia.
En cuanto a relaciones de coordinación entre la CNDC y ENARGAS, ellas existen pero sólo en materia de fusiones de firmas del ámbito energético. En efecto, el artículo 16 de la

[45] OECD. Derecho y Política de la competencia en Argentina. Examen inter-pares. 2006. <En World Wide Web: http://www.mecon.gov.ar/cndc/peer/peer_review_esp.pdf > [visitado el 1/12/2010]. pp. 9 – 10.

Ley 25.156 dispone que cuando la operación de concentración involucre empresas o personas cuya actividad esté regulada por el Estado a través de un organismo de control regulador, deberá requerirse un informe previo a dicho órgano, previo a la dictación de la resolución de la CNDC, el que deberá referirse al impacto sobre la competencia en el mercado respectivo o sobre el cumplimiento del marco regulatorio. De esta forma, la CNDC, una vez evaluado el informe de ENARGAS, fallará el asunto.

7. Solución de controversias

a. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores

No existen procedimientos específicos para impugnar decisiones de los entes reguladores en materia de GNL. Sin perjuicio de lo anterior, el procedimiento general para el conocimiento de las controversias relativas a decisiones de entes reguladores del sector energético se rige por la ley 24.076, y de forma supletoria en todo lo no dispuesto por esta última rige la ley de Procedimientos Administrativos 19.549 del 27 de abril de 1972 y sus disposiciones reglamentarias[46].

La ley 24.076 dispone que contra las decisiones de ENARGAS se puede recurrir por vía de alzada en los términos de la Ley de Procedimiento Administrativo y una vez agotada la vía administrativa procede recurrir en sede judicial directamente ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal[47].

Contra las decisiones de carácter jurisdiccional de ENARGAS podrá apelarse directamente ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo de Buenos Aires[48].

En cuanto a las sanciones administrativas que contempla la ley y que sean establecidas por ENARGAS, pueden ser directamente apelables ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal, dentro de los 30 días hábiles judiciales posteriores a su notificación[49].

b. Controversias entre particulares

Las controversias o disputas entre agentes que participen en el sector gasífero (productores,

[46] Artículo 65 Ley 24.076: En sus relaciones con los particulares y con la administración pública, el Ente Nacional Regulador del Gas se regirá por los procedimientos establecidos en la Ley de Procedimientos Administrativos y sus disposiciones reglamentarias, con excepción de las regulaciones dispuestas expresamente en la presente ley.

[47] Artículo 70 Ley 24.076: Las resoluciones del Ente podrán recurrirse por vía de alzada, en los términos de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos y sus disposiciones reglamentarias. Agotada la vía administrativa procederá el recurso en sede judicial directamente ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal.

[48] Artículo 66 inc. 2º Ley 24.076: Las decisiones de naturaleza jurisdiccional del ente serán apelables ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal de la Capital Federal.

[49] Artículo 73 Ley 24.076: Las sanciones aplicadas por el ente podrán impugnarse ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal mediante un recurso directo a interponerse dentro de los treinta (30) días hábiles judiciales posteriores a su notificación.

transportistas, distribuidores, consumidores) o entre terceros interesados (sea una persona natural o jurídica), derivados de la prestación de algún servicio regulado en la leyes de gas, será resuelto obligatoriamente en sede administrativa por ENARGAS[50] [51].
Esta decisión puede ser apelada por el interesado ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo de Buenos Aires[52]. El recurso deberá interponerse fundadamente ante ENARGAS, dentro de los 15 días contados desde la notificación de la resolución. Las actuaciones se elevarán a la cámara dentro de los cinco días contados desde la interposición del recurso y ésta dará traslado por 15 días a la contraparte[53].

Respecto del procedimiento aplicable en dichas controversias, se seguirán las normas establecidas en la Ley 24.076, aplicándose supletoriamente la Ley de Procedimiento Administrativo.

c. Jurisprudencia relevante

No hemos encontrado jurisprudencia que recaiga en al ámbito del Plan de Provisión de GNL y en particular en relación a su buque regasificador instalado en Bahía Blanca.

8. Integración vertical

No hemos encontrado normas que prohíban o restrinjan la integración entre empresas o grupos empresariales en la cadena del GNL. Sí existen normas que aplican a la transmisión y a la distribución del gas natural, pero no a los terminales de GNL (artículos 33 a 36 de la Ley 24.074 y artículo 28 del Decreto 180-04 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, de 2004[54]).

9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación

El acceso de terceros a la capacidad regasificadora del buque Excelsior del terminal de Bahía Blanca no se encuentra regulado en la actualidad por la legislación Argentina.

10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL

No existe en la actualidad en Argentina normativa relativa a la tarificación de la regasificación y almacenaje de GNL.

---

[50] DURAÑOÑA, Adolfo y GRANE, Roberto. Cit. Nº 1. p. 22.
[51] Artículo 66 inc. 1º Ley 24.076: Toda controversia que se suscite entre los sujetos de esta ley, así como con todo tipo de terceros interesados, ya sean personas físicas o jurídicas, con motivo de los servicios de captación, tratamiento, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de gas, deberán ser sometidas en forma previa y obligatoria a la jurisdicción del ente.
[52] Artículo 66 inc. 2º Ley 24.076: Las decisiones de naturaleza jurisdiccional del ente serán apelables ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal de la Capital Federal.
[53] Artículo 66 inc. 3º Ley 24.076: El recurso deberá interponerse fundado ante el mismo ente dentro de los quince (15) días de notificada la resolución. Las actuaciones se elevarán a la cámara dentro de los cinco (5) días contados desde la interposición del recurso y ésta dará traslado por quince (15) días a la otra parte.
[54] <En World Wide Web: http://mepriv.mecon.gov.ar/Normas/180-04.htm> [visitado el 22/11/2010].

Sin perjuicio de lo anterior, es importante señalar que las importaciones de GNL son financiadas en parte a través de cobros realizados a los usuarios de los servicios de transporte y distribución cuyo consumo sea superior a 1100 m/3 al año, a los consumidores que reciben directamente el gas de los productores sin hacer uso del sistema de transporte o distribución, y a las empresas que procesan gas natural.

Dichos recursos ingresan al fondo fiduciario de importaciones de gas natural que es administrado por ENARSA según establece el Decreto 2067/2008 y las Resoluciones 730/2009, 768/2009, 828/2009 (las cuales declaran la exención de estos cobros a usuarios cuyo consumo sea inferior a 1100 m/3 al año).

11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC)

Argentina no cuenta con una regulación relativa a mecanismos de gestión de la congestión. No existe un mercado secundario de comercialización de la capacidad de regasificación y almacenaje de GNL, y no hay medidas anti-acaparamiento.

12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL

Argentina no cuenta en la actualidad con una regulación relativa a la discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL. No obstante lo anterior, las normas generales de la industria gasífera[55] establecen, de diferentes formas, el principio de no discriminación e igualdad de trato en los diferentes segmentos del mercado de gas natural[56].

13. Transparencia y confidencialidad de la información

Argentina no cuenta con una regulación sobre este tema.

14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación de GNL

Argentina no cuenta con regulación en esta materia.

[55] Ley 17.319 que regula las condiciones de explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos y la ley 24.076 que regula los segmentos de transporte y distribución de gas natural.

[56] Por ejemplo, la ley 24.076, establece expresamente el principio de igualdad y no discriminación arbitraria, incluyéndolo entre los objetivos generales. Así, señala que la ley deberá propender a una mejor operación, confiabilidad, igualdad, libre acceso, no discriminación y uso generalizado de los servicios e instalaciones que se encuentran bajo el ámbito de aplicación de la 24.076, esto es trasporte y distribución de gas.

BIBLIOGRAFÍA

- BP Statistical Review of World Energy 2010, disponible en: www.bp.com.

- BARONE, Nino. "EL Gas Natural en la Argentina. Pluspetrol". *Revista del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas*. junio 2009.

- BIBLIOTECA DEL CONGRESO DE LA NACIÓN. Argentina, disponible en: http://www.bcnbib.gov.ar/legisladores/legisladores_05_03.htm.

- CHIMALE, Noelia Denisse y ACOSTA, Gustavo Fabián. "LNG in Argentina – A Regasification Plant Feasibility Study", disponible en: www.igu.org/html/wgc2009/papers/docs/wgcFinal00114.pdf.

- DURAÑOÑA, Adolfo y GRANE, Roberto. "The Internacional Comparative legal guide to: Gas regulation, charter 4, Argentina. 2009", disponible en: www.bakermckenzie.com/.../mk_argentina_chapter4_gasregulation_feb09.pdf

- ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS). "Informe 2009", disponible en: http://www.enargas.gov.ar/_blank.php?iFrame=/Publicaciones/Informes/Anual/2009/anexo_8.pdf

- ENERGÍA ARGENTINA SOCIEDAD ANÓNIMA (ENARSA), "Informe de Gestión 2009", disponible en: http://www.enarsa.com.ar/pdf/informegestion2009.pdf

- EXCELERATE ENERGY, "Bahía Blanca GasPort® Argentina Bringing Continents of Energy Together", disponible en:http://www.excelerateenergy.com/argentina.html.

- FUNDACIÓN DE INVESTIGACIONES LATINOAMERICAS. "La regulación de la competencia y de los servicios públicos: Teoría y experiencia argentina reciente". 1998.

- GNL DEL PLATA. "Proyecto regasificación GNL Uruguay y Argentina", Mayo 2010, disponible en: http:// www.rondauruguay.gub.uy/docs/02_jueves/09_gnl_el_plata_botto.pdf.

- MINISTERIO DE PLANIFICACION FEDERAL E INVERSIÓN PÚBLICA. "Resolución Gas Natural Licuado (GNL) Infraestructura Portuaria, Interfaz Buque/Terminal" disponible en:

http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3304.

- OECD. “Derecho y Política de la competencia en Argentina. Examen inter-pares”, 2006. disponible en: http://www.mecon.gov.ar/cndc/peer/peer_review_esp.pdf.

- PUERTO BAHIA BLANCA. disponible en: http:// www.puertobahiablanca.com/servicios_cangrejales.asp

- STREAM. “Presentación Institucional”, disponible en: http://www.streamrgn.com/

X. BRASIL

1. Introducción general

El consumo de gas natural en Brasil durante el año 2009 fue de 59,06 millones de m^3/día, el que está constituido en proporciones similares por el gas de origen nacional y aquel que ha sido importado. Dentro de esta última categoría encontramos al GNL, el cual para el período en cuestión alcanzó sólo el 1,7 % del consumo total de gas natural en Brasil.

Si bien durante el año 2008 llegaron los primeros embarques de GNL a territorio brasileño, sólo durante el año 2009 los dos terminales de regasificación existentes en este país recibieron sus primeras autorizaciones temporales para el inicio de sus operaciones. Comenzó así el funcionamiento de los terminales de Baía de Guanabara y Pecém, ambos pertenecientes a la Transportadora Asociada de Gas S.A (TAG), empresa subsidiaria de Petrobras.

El principal órgano regulador para el sector del GNL es la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), una autonomía federal vinculada al Ministerio de Minas y Energía responsable de la ejecución de la política nacional para los sectores energéticos precedentemente mencionados.

La ANP autoriza la construcción y operación de los terminales de GNL de acuerdo a un sistema particular de autorizaciones que contempla la entrega de una autorización temporal de operación.

Los principales cuerpos legales que rigen en materia de GNL, en orden a su data, son: la Ley Federal 9.478 de 1997, denominada Ley del Petróleo, la cual fue modificada durante el año 2009 para hacer extensiva su aplicación al sector del gas natural. Durante el año 2009 se promulgó la Ley 11.909, conocida como la Ley del Gas y que regula a este sector más en detalle; en ella se hace alusión específica a los terminales de GNL. Por último, y de reciente promulgación, encontramos el Decreto Presidencial Nº 7.382 del 3 de diciembre de 2010, el cual reglamenta los principales capítulos de la Ley del Gas.

El año 2006 el Consejo Nacional de Políticas Energéticas (CNPE), órgano consultivo del Presidente de la República en materias energéticas, encargado de establecer políticas y directrices en este ámbito, señaló en su Resolución Nº 4 como prioritaria y urgente la implementación de proyectos de GNL en Brasil, teniendo como uno de sus principales objetivos garantizar el suministro de gas al sector de generación termoeléctrica. Esto en vista del permanente riesgo de déficit energético existente en Brasil que se encuentra en el orden del 20%, muy por encima del 5% considerado aceptable por el Operador Nacional del Sistema Eléctrico[1]. Esto ha incidido en que la ley explícitamente señale en ciertas materias un régimen especial para los terminales de GNL, exceptuándolos de ciertas cargas que se han establecido para otros sectores productivos afines, como de aquella que obliga a

[1] AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, *O Gás Natural Liquefeito no Brasil – Experiência da ANP na implantação dos projetos de importação de GNL*, Rio de Janeiro, 2010, p. 21.

permitir el acceso a terceros. La regulación específica para los terminales de GNL ha ido implementándose a la par que se desarrolla este sector productivo, por ende existen muchos ámbitos y materias aun no contempladas en la normativa vigente, por ejemplo, la ley aún no contempla la implementación de medidas que impidan el acaparamiento.

2. Descripción de la industria de terminales de regasificación en Brasil

a. Introducción

Brasil no tiene un gran mercado de gas natural considerando el tamaño de su demanda energética. En efecto, conforme a datos del *BP Statistical Review of World Energy* del año 2010, Brasil es el quinto productor de gas natural de América Central y del Sur, después de Argentina, Trinidad y Tobago, Venezuela y Bolivia[2] y el tercer consumidor de gas natural, luego de Argentina y Venezuela[3].

Conforme a información del Ministerio de Minas y Energía, el año 2009 la demanda total de gas natural alcanzó una media de 59,06 millones de m3/día[4], lo que representa solamente el 8,8% de la matriz energética brasileña. El principal consumidor de gas natural es el sector industrial con un promedio de 65,02% del consumo total[5] (equivalente a 28,99 millones de m3/día). Luego encontramos al sector automotriz con un consumo equivalente al 13% del total (5,77 millones de m3/día); al sector de generación eléctrica con un consumo equivalente al 12% del total (5,31 millones de m3/día); al sector de co-generación con un consumo equivalente al 5,5% del total (2,43 millones de m3/día); al sector residencial con un consumo equivalente al 1,7% del total (0,74 millones de m3 /día); y al sector comercial con un consumo equivalente al 1,3% del total (0,59 millones de m3/día)[6].

El consumo brasileño de gas natural es satisfecho en proporciones similares por la producción nacional y la importación de gas natural. En efecto, el año 2009, Brasil importó aproximadamente un 41% del total del gas consumido[7].

La mayoría del gas natural importado proviene de Bolivia. Este gas ingresa a Brasil por medio del Gaseoducto Bolivia – Brasil, también conocido como GASBOL, el cual tiene una extensión de 3.150 kilómetros, de los cuales 2.593 kilómetros se encuentran en territorio brasileño. Este gasoducto es operado por TBG[8] (Transportadora Brasileira Gasoduto Bolivia-Brasil S.A.) empresa que tiene como accionista mayoritario a Petrobras Gas S.A. (Gaspetro).

---

[2] BRITISH PETROLEUM, *BP Statistical Review of World Energy 2010*, p. 24. <En World Wide Web: www.bp.com> [visitado el 17/12/2010].
[3] BRITISH PETROLEUM, BP Statistical Review, cit, nota n. 2, p. 27.
[4] El monto total de consumo de gas natural debe dividirse en consumos operacionales (reinyección, almacenamiento, quema y pérdida, etc.) equivalentes a 14,62 millones de m3/día y en el consumo de gas natural por los distintos sectores productivos equivalente a 44,44 millones de m3/día.
[5] Los porcentajes están calculados sobre la base del gas natural consumido por el sector productivo en su conjunto.
[6] MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA, *Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural*, nº 34, enero 2010.
[7] BRITISH PETROLEUM, BP Statistical Review, cit, nota n. 2, pp. 27 y 31.
[8] MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA, Boletim Mensal, nº 41,42 y 43, cit, nota n. 6.

El GNL, por su parte, tiene un bajísimo peso relativo en el mercado del gas natural brasileño; sólo el 1,7% del consumo total de gas natural de Brasil es satisfecho a través de importaciones de GNL[9], las que alcanzaron los 0,72 millones de m3/día durante el año 2009.

Las importaciones de GNL a Brasil comenzaron recién a finales del 2008, cuando el primer embarque proveniente de Trinidad y Tobago arribó en el muelle de Puerto Pecém.

Durante el 2009 se realizaron al menos seis nuevos embarques teniendo mayoritariamente como origen a Trinidad y Tobago. Sólo uno de ellos tuvo su origen en Nigeria.

A septiembre del año 2010 se han producido ocho embarques de los cuales cuatro provienen de Nigeria, tres de Trinidad y Tobago y se incorpora un nuevo proveedor, Qatar. Si bien el primer embarque tiene data de noviembre de 2008 las operaciones en Pecém, primer terminal en funcionamiento, comienzan oficialmente en el mes de enero de 2009. El origen de las importaciones de GNL es el siguiente:

Tabla 1[10]

Mes y año	Volumen (m^3)	País de origen	Empresa suministradora	Puerto de entrada
11/2008	69.969	Trinidad y Tobago	Shell/ BG group	Pecém– CE
Total 2008	69.969			
Trinidad y Tobago	69.969	100%		
03/ 2009	49.030	Trinidad y Tobago	Shell / BG group	Rio de Janeiro – RJ
04/2009	59.379	Trinidad y Tobago	Shell / BG group	Pecém- CE
07/ 2009	236.960	Trinidad y Tobago	Shell / BG group	Pecém- CE
08/2009	126.422	Trinidad y Tobago	Shell / BG group	Pecém- CE
10/2009	127.763	Nigeria	Nigeria LGN	Pecém- CE
12/2009	125.663	Trinidad y Tobago	Shell / BG group	Pecém- CE
Total 2009	725.217			
Trinidad y Tobago	597.454	82,382… %		
Nigeria	127.763	17,617…%		
04/ 2010	128.179	Nigeria	Nigeria LNG	Pecém – CE
06/2010	134.230	Trinidad y Tobago	Shell / BG group	Rio de Janeiro – RJ
07/2010	138.889	Nigeria	Nigeria LNG	Pecém – CE
07/2010	122.595	Trinidad y Tobago	Shell / BG group	Pecém – CE
08/2010	144.278	Catar	Rasgas	Rio de Janeiro – RJ
08/2010	128.612	Nigeria	Nigeria LNG	Pecém – CE
08/2010	531.464	Nigeria	Nigeria LNG	Rio de Janeiro – RJ
08/2010	122.990	Trinidad y Tobago	Shell / BG group	Pecém– CE
Total 2010	1.451.237			
Trinidad y Tobago	379.815	26,171…%		
Nigeria	927.144	63,886…%		
Qatar	144.278	9,941…%		

[9] Información calculada con datos de BP Statistical Review of World Energy, cit, nota n. 2, p. 31.
[10] MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA, Boletim Mensal, nº 41,42 y 43, cit, nota n. 6.

b. Terminales de GNL

Brasil posee un modelo de transferencia de GNL entre un buque de provisión y otro buque de regasificación mediante brazos criogénicos que soportan temperaturas cercanas de los 160º C bajo cero. Toda la operación se realiza mar adentro en muelles que incorporan la infraestructura necesaria para la posterior inyección del GNL ya procesado a los gaseoductos que conectan con las redes de transporte ya establecidas.

A continuación nos referiremos a los proyectos de regasificación de GNL existentes y proyectados en Brasil.

1. *Pecém*. Este proyecto, consistente en un barco regasificador llamado Golar Spirit, se encuentra ubicado en Puerto Pecém, muelle 2, Distrito do Pecem Sao Goncalo do Amarante, Ceara. El proyecto inició operaciones en enero de 2009. Posee una capacidad de regasificación de 7.000.000 m3/día y se encuentra conectado al gasoducto Guamaré-Pecém. Este terminal funciona bajo el modelo de gestión de peaje (*tolling*), es decir el operador sólo cobra un peaje o tarifa por los servicios de almacenaje y regasificación, sin hacerse dueño ni tomar riesgo sobre el gas.

2. *Baía de Guanabara*. Este proyecto, consistente en un barco regasificador llamado Golar Winter, se encuentra ubicado en la Bahía de Guanabara, Rio de Janeiro. El proyecto inició operaciones en abril de 2009. Posee una capacidad de regasificación de 14.000.000 m3/día y se encuentra conectado a la Estación Campos Elíseos vía gasoducto exclusivo para el transporte del GNL. Al igual que el terminal de Pecém, su modelo de gestión es de peaje (*tolling*), en cuanto el mismo cobra un peaje por el servicio de regasificación y almacenamiento, por lo que el operador no se hace dueño del gas.

3. En Brasil no existen proyectos actualmente en construcción. Existe un terminal proyectado, llamado *Complexo de GNL*. Este proyecto tendrá una capacidad de 14 millones de m3/día y se espera el inicio de las operaciones para abril de 2014.

c. Propiedad de los terminales de regasificación y relaciones de propiedad dentro de la cadena del gas natural

Como se verá a continuación, la totalidad de la industria de regasificación de GNL se encuentra en manos del grupo Petrobras, en cuanto hasta la fecha dicho grupo ha sido el único que ha solicitado autorización para la importación de GNL, así como para la construcción e inicio de operaciones de las instalaciones que integran los terminales de regasificación y licuefacción. El grupo Petrobras tiene asimismo intereses aguas abajo en la cadena de gas natural.

La propietaria de todos los activos que comprenden los proyectos de Puerto Pecém y Baia de Guanabara es TAG (Transportadora Asociada de Gas S.A), empresa subsidiaria de Gaspetro, esta última subsidiaria de Petrobras.

Petrobras es la empresa cargadora responsable por la adquisición del GNL en el mercado internacional y por el arriendo de los buques cisterna que han sido adaptados como terminales de regasificación, propiedad de Golar LNG Ltd[11]. El gas es adquirido en el mercado spot, por cuanto no existe contrato firme con ningún proveedor.

Ambos terminales son operados por la Transpetro (Petrobras Transporte S.A.), íntegramente subsidiaria de Petrobras, quien presta a TAG servicios de operación y mantención.

Como señalamos previamente, el grupo Petrobras también tiene intereses aguas abajo en la cadena de gas natural en el segmento transmisión, en cuanto TBG, empresa relacionada de Gaspetro es operadora del gasoducto entre Bolivia y Brasil.

Finalmente, Petrobras es asimismo propietaria de la central termoeléctrica de TermoCeará, la que ha sido abastecida por el terminal de regasificación de Pecém. Un fenómeno interesante asociado al desarrollo del GNL en Brasil es la creciente participación de Petrobras en el mercado de generación termoeléctrica; en la actualidad estaría asociado al menos a 25 terminales, ya sea en calidad propietario, accionista o administrador.

En cuanto a su estructura societaria, Petrobras es una empresa constituida por capitales privados y estatales, siendo estos últimos de gran importancia.

En la actualidad la composición social de Petrobras es la siguiente:

Tabla 2[12]

Accionistas	**Composición del Capital Social (31/07/2010)**	
	Acciones	**%**
TOTAL	8.774.076.740	100 %
Gobierno federal	2.818.751.784	32,1 %
BNDES Participaciones (1)	98.457.000	7,7%
ADR (Acciones ON) (2)	1.257.461.868	14,3 %
ADR (Acciones PN) (3)	1.268.137.718	14,5 %
FMP - FGTS Petrobras (4)	172.241.963	2,0%
Extranjeros (Resolución nº 2689 CMN) (5)	762.018.321	8,7%
Otras entidades (6)	1.822.960.752	20,8%

(1) Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, empresa pública federal.
(2) ADR es un certificado, emitido por bancos norteamericanos, que representa acciones de una empresa fuera de Estados Unidos. El ADR de acciones ON se establece sobre acciones ordinarias.
(3) ADR PN se establece sobre acciones preferidas.
(4) FMP-FGTS Petrobras, es un fondo mutuo de privatización que destina sus recursos a la adquisición de acciones emitidas por la Petrobras.
(5) Inversores extranjeros, no residentes en el país, individuales o colectivos, personas naturales o jurídicas.

[11] AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURALE BIOCOMBUSTÍVEIS, O Gás Natural Liquefeito no Brasil, cit. nota n. 1, pág. 19.
[12] Composición Social de la Petrobras, <En World Wide Web: http://www2.petrobras.com.br/ri/port/Informacoes Acionistas/ComposicaoCapitalSocial.asp> [visitado el 14/12/2010].

(6) Contempla la Custodia Fiduciaria de BOVESPA y otras entidades. BOVESPA es la bolsa de valores brasileña, la custodia fiduciaria es un servicio prestado por esta institución por medio del cual una persona denominada fideicomente, destina ciertos bienes o derechos a un fin lícito determinado, encomendando la realización de este fin a una Institución fiduciaria.

3. Regulación principal y de detalle de la industria de regasificación del GNL

La regulación de la industria de GNL en Brasil se contempla en la normativa general del sector del gas. La industria del GNL es de muy corta data y por ende la normativa aun no alcanza gran especificidad.

Durante el año 2009, año en que se consolida la introducción del GNL a Brasil, es promulgada la ley 11.909, también conocida como la Ley del Gas. Dirigida a regular este sector de manera amplia, a la vez establece normas específicas respecto al transporte, tratamiento, licuefacción y regasificación de GNL. Por medio de esta ley, se establecen normas sobre autorizaciones y sobre la regulación del tratamiento y transporte de GNL.

Si bien la ley establece criterios generales, corresponderá a la ANP, órgano regulador por excelencia dentro de la institucionalidad que rige el sector en cuestión, establecer regulaciones más específicas[13].

a. Regulación principal

En Brasil existen dos cuerpos legales principales que regulan directamente la industria del gas natural, incluyendo el GNL:

1. *Ley Federal 9.478 del 6 de agosto de 1997.* Esta norma, también conocida como la ley del petróleo, fija la política brasileña para el aprovechamiento racional de las fuentes de energía. Entre sus objetivos principales se señala el incrementar la utilización del gas natural.
   Esta ley establece algunos de los principales órganos en la actual institucionalidad brasileña en materia de energía y combustible. Crea al CNPE, órgano asesor del Presidente de la República en materia energética, y a la ANP.
   Esta ley establece la organización de la ANP, sus atribuciones y objetivos. Establece asimismo que a la ANP le corresponderá la administración de los derechos de exploración y producción de gas natural y petróleo, que son monopolio de la Unión.
   La ley asimismo determina los requisitos y procedimientos a seguir para obtener las autorizaciones necesarias para la construcción de unidades de procesamiento, de licuefacción, regasificación y almacenamiento de gas natural, o bien para la ampliación de las mismas.

[13] La jerarquía de las normas en el sistema brasileño se establece de la siguiente forma, bajo la norma fundamental se encuentra la ley ordinaria, que se clasifica en razón de su extensión territorial, la que también determina su jerarquía, así podemos encontrar una ley ordinaria federal, una estatal y por último las leyes municipales. Los actos administrativos normativos son de menor rango legal y su orden de prelación es el siguiente: decretos, reglamentos, instrucciones, resoluciones, ordenanzas y autorizaciones.

Finalmente, esta ley especifica la naturaleza de Petrobras, el modo en que ha de operar para dar cumplimiento a su objeto social, además de establecer que éste operará en condiciones de igualdad con otras empresas en razón de lo cual ha de competir en el mercado.

2. *Ley Federal 11.909 del 4 de marzo de 2009*. Esta ley, también llamada Ley del Gas, establece normas sobre el transporte de gas natural y regula las actividades de almacenamiento, procesamiento, licuefacción, regasificación, y comercialización de este combustible. Esta ley introduce modificaciones en la ley 9.478, haciéndola compatible a la regulación del GNL.
   La ley del gas regula el mercado del gas natural en general, y gran parte de sus disposiciones son aplicables al mercado del GNL. Sin perjuicio de lo anterior, la industria del GNL es regulada específicamente en el Capítulo V llamado "de los gaseoductos de flujo de producción y de las instalaciones de procesamiento, licuefacción y regasificación de gas natural".
   Esta norma regula asimismo el otorgamiento de autorizaciones por parte de ANP para construir y operar unidades de licuefacción y regasificación de gas natural[14]. Un reglamento establecerá las normas necesarias para determinar la habilitación de los interesados y las condiciones para otorgar estas autorizaciones, previendo las condiciones para la transferencia de su titularidad y además respetando los requisitos de protección ambiental y seguridad de las instalaciones.
   Por último, la ley establece que los gasoductos de flujo de producción, las instalaciones de tratamiento y procesamiento de gas, así como "los terminales de licuefacción y regasificación no estarán obligados a permitir el acceso a terceros"[15].

3. *Decreto Presidencial Nº 7.382 del 3 de Diciembre de 2010.* Este decreto, de reciente data, reglamenta los capítulos I al VI y VIII, de la ley 11.909, ley del Gas, en lo referente al transporte de gas natural y a las actividades de tratamiento, procesamiento, almacenamiento, licuefacción, regasificación y comercialización de gas natural.

b. Regulación de detalle

La regulación de detalle emana de la ANP. Por medio de actos administrativos normativos esta agencia especifica los lineamientos entregados por la ley. Para desarrollar esta labor, en una primera etapa la ANP se ha limitado a modificar las ordenanzas referidas a gas natural ya existentes incluyendo en ellas aquella regulación que las haga compatibles con el sector del GNL.

1. *Resolución ANP Nº 16 del 17 de junio de 2008.* En esta resolución se incorpora el reglamento técnico Nº 2 que ha de regir en este ámbito para el sector del gas natural en términos generales, y que se aplica en específico al

[14] Artículo 44 Ley del Gas.
[15] Artículo 45 Ley del Gas.

GNL. El reglamento técnico contiene varias tablas donde se especifican normas técnicas nacionales que se aplicarán al sector del gas natural en Brasil.

2. *Ordenanza Nº 118 de 2000 de la ANP*. Regula las actividades de distribución de GNL a granel, así como la construcción, ampliación y operación de las centrales de distribución de GNL. Esta ordenanza establece la regulación técnica que se aplicará a las actividades predichas. Se regulan los procedimientos para la obtención de autorización para la ampliación de centrales de distribución de GNL y para la operación de las mismas.

3. *Ordenanza Nº 107 del 28 de junio de 2000.* Dispone la anuencia previa de la ANP para la exportación de biodiesel, derivados del petróleo y provenientes de la industria petroquímica por igual (en el artículo 1º número IV, se hace referencia al GNL). En relación a este tema la ordenanza ministerial Nº 67, del 1º de marzo de 2010 estableció el procedimiento general para la obtención de autorizaciones con miras a la exportación de cargas ociosas de GNL al mercado spot.

4. *Ordenanza Nº 170 del 25 de septiembre de 2002:* Regula la actividad del transporte a granel de petróleo, productos derivados del petróleo, el gas natural, de biodiesel y mezclas diesel/ biodiesel, a través de cursos de agua, incluyendo los viajes de larga distancia, el estribadero costero, marítimo, portuario y en el interior. En el artículo 3º, que corresponde a las definiciones, se especifica que en el gas natural se incluye tanto el GNL como el GNP y el GNC.

4. Entes reguladores

En Brasil existen dos organismos a nivel federal competentes en materia de GNL. Estos son el Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles, que constituye una autonomía federal de régimen especial vinculada al Ministerio.

a. Ministerio de Minas y Energía (MME)

El MME tiene facultades para dictar ordenanzas. Además, el MME, dispone de atribuciones para: (a) otorgar las autorizaciones para la importación y exportación de gas natural; (b) proponer por iniciativa propia o a iniciativa de terceros los gasoductos de transporte que deberán ser construidos; (c) establecer las directrices para el proceso de contratación de capacidad de transporte; (d) definir el régimen de concesión o de autorización; y (e) determinar las directrices a la ANP para el proceso de llamada pública.

b. Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP)

La ANP tiene **potestad normativa** para dictar ordenanzas, instrucciones, normativas y resoluciones. Además, por delegación de la Unión, puede instruir decretos de Utilidad Pública.

La ANP tiene **potestad fiscalizadora** para controlar las actividades que integran la industria de petróleo, gas natural y los biocombustibles, y para aplicar las sanciones administrativas y pecuniarias previstas en la ley, en el reglamento o en los contratos, según corresponda.

La ANP dispone de las siguientes **potestades sancionadoras**: advertencia (amonestación), multas, suspensión de actividades autorizadas, suspensión para participar en futuras licitaciones, interdicción y aprehensión de bienes, y rescisión de contrato de concesión. Las infracciones se encuentran ordenadas, según tipo de sanción aplicable.

Finalmente, la ANP tiene **potestad tarifaria**[16] para: (a) establecer criterios de cálculo de las tarifas de transporte de gas por ductos y definir sus valores; y (b) aprobar las tarifas de transporte de gas natural para nuevos gaseoductos, las que serán propuestas por el transportador.

5. Autorización de instalación de terminales

La ANP tiene competencia para: (a) autorizar las actividades de construcción, ampliación de capacidad y operación de procesamiento o tratamiento de gas natural; (b) otorgar la autorización para construir y operar unidades de licuefacción y regasificación de gas natural, así como de los gasoductos de transferencia y flujo de producción; y (c) autorizar la práctica de las actividades de refinación, licuefacción, regasificación, transporte, procesamiento, tratamiento, almacenamiento y acondicionamiento del gas natural[17].

Como señalamos previamente, el MME por su parte, es competente para autorizar las importaciones de gas natural.

6. Coordinación entre los entes reguladores en el ámbito del GNL y los reguladores que velan por la competencia del mercado

En Brasil, el órgano encargado de velar por la competencia es el *Conselho Administrativo de Defensa Economica* (CADE, Consejo Administrativo de Defensa Económica). Se trata de un órgano judicial, con jurisdicción en todo el territorio brasileño, autónomo y vinculado al Ministerio de Justicia. Sus objetivos son los de guiar, controlar, prevenir e investigar los abusos del poder económico, ejerciendo tutela en la prevención y sanción de tales abusos[18].

[16] Ley Nº 11.909, de 2009.
[17] Ley Nº 9.478 y ley 11.909.
[18] CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFENSA ECONOMICA, *O que é o CADE*. <En World Wide Web: http://www.cade. gov.br/Default.aspx?42e225eb30ee31095f > [visitado el 22/11/2010].

La Secretaría de Derecho Económico del Ministerio de Justicia (SDE), a través de su Departamento de Protección y Defensa Económica (DPDE), instruye procedimientos administrativos en materia de conductas anticompetitivas y actos de concentración, enviando sus opiniones no vinculantes al Consejo Administrativo de Defensa Económica para su resolución[19].

Ahora bien, como hemos visto, la cadena del GNL corresponde en Brasil a una forma de monopolio (cuasi) estatal. Todos los activos que comprenden los proyectos de Puerto Pecém y Baia de Gauabara corresponden a Trasportadora Asociada de Gas S.A., filial de Petrobras; los terminales son operados por Petrobras Transporte S.A., también filial de Petrobras; y la propia Petrobras es la firma cargadora del gas. Por excepción, los buques metaneros adaptados como terminales de regasificación son de propiedad del gigante del transporte de GNL, Golar LNG Ltd. Dado este esquema de organización industrial estatal no parece factible que las normas de la competencia operen en Brasil.

En todo caso, en teoría y desde un punto de vista general, si en el ejercicio de sus atribuciones la ANP toma conocimiento de un hecho que puede configurar un indicio de infracción al orden económico, deberá comunicarlo inmediatamente al CADE y a la SDE, para que estas adopten las providencias necesarias. A su vez, el CADE deberá notificar a la ANP el contenido de la decisión y sanciones a aplicar por las violaciones del orden económico, cometidas por empresas o particulares en ejercicio de las actividades relacionadas con el suministro nacional de combustible.

7. Solución de controversias

a. Controversias relativas a decisiones de entes reguladores

Tanto la ley del Petróleo (9.478) como la ley del gas (11.909), principales normas donde se establecen las potestades y atribuciones de la ANP, hacen una referencia mínima al tema de la solución de controversias relativas a decisiones de entes reguladores.

Por ende, no existiendo norma específica, se aplica la ley 9.784, que regula el procedimiento administrativo en el ámbito de la administración pública federal. Dicha norma establece que las decisiones de los órganos de la administración podrán ser recurridas por el interesado ante el mismo órgano que las haya emitido, lo que para el ámbito de GNL será regularmente ante la ANP, excepto en aquellos casos en que la decisión hubiese sido proferida por alguno de los órganos federales, estatales o municipales con los que la ANP ha convenido la realización de labores de fiscalización. Una vez interpuesto este recurso, el órgano competente para conocer del mismo podrá confirmar, modificar, anular o revocar, total o parcialmente, la decisión recurrida. No se prevé una instancia de revisión judicial ante estas decisiones y si bien el procedimiento puede contemplar hasta tres instancias, todas ellas están estipuladas ante el mismo órgano que originalmente fue competente para conocer de la controversia.

[19] MINISTERIO DA JUSTIÇA, *Orgaos,* <En World Wide Web: http://portal.mj.gov.br/SDE/data/Pages/MJ29715BC8ITEMID0F5EF400563947618EAC3AB808F0E851PTBRNN.htm> [visitado el 22/11/2010].

b. Controversias entre particulares

La ley del Petróleo (9.478) así como la ley del gas (11.909), no prevén regulación en lo referente a la resolución de controversias entre particulares aplicables al mercado del gas.

c. Jurisprudencia relevante

En el curso de la búsqueda de información para el desarrollo de este informe, no han sido halladas fuentes oficiales en la cuales se contemple jurisprudencia en materia de resolución de conflictos.

8. Integración vertical

En Brasil no existe regulación federal que prohíba o restrinja la integración vertical entre empresas operadoras o dueñas de terminales de GNL y otras que cumplan distintos roles dentro de la cadena del GNL, particularmente en las calidades de cargadores/usuarios del terminal y suministradores de gas. Esto sin perjuicio de las restricciones que sí puedan tener las firmas que realizan actividades de transmisión y distribución. Por lo demás, la integración vertical en el mercado brasileño del GNL es casi completa: Petrobras por medio de sus divisiones y filiales posee el control de todo el proceso (salvo el buque metanero regasificador de Golar LNG).

9. Acceso de terceros a las instalaciones del terminal de regasificación

En Brasil existe regulación expresa que señala que "Los terminales de licuefacción y regasificación, **no estarán obligados a permitir el acceso a terceros"**[20]. Debe destacarse que esta regulación es diversa a aquella aplicable al segmento de transmisión y de almacenamiento, en los cuales sí existe la obligación de dar acceso a terceros.

Ahora bien, en el caso del almacenamiento sólo se genera la obligación de dar acceso a terceros respecto a las instalaciones que son objeto de un contrato de concesión, de manera que los propietarios de instalaciones distintas a éstas no estarán sometidos a dicha obligación.

10. Descripción de las tarifas y procesos tarifarios aplicables a los diferentes servicios asociados a la regasificación y almacenaje de GNL

No existe regulación en materia de tarifas aplicable a servicios ofrecidos por terminales de GNL.

[20] Traducción del autor. Ley Nº 11.909. Artículo 45. Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de liquefação e regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.
Artículo 62. Os gasodutos de escoamento da produção, as instalações de tratamento ou processamento de gás natural, assim como os terminais de GNL e as unidades de liquefação e de regaseificação, não estão obrigados a permitir o acesso de terceiros.

11. Mecanismos de gestión de la congestión (MGC)

Brasil no cuenta con una regulación relativa a mecanismos de gestión de la congestión. No existe un mercado secundario de comercialización de la capacidad de regasificación y almacenaje de GNL, y no hay medidas anti-acaparamiento.

12. Discriminación e igualdad de trato en la operación de los terminales de regasificación de GNL

No existen normas que consagren y garanticen, a quienes deseen contratar capacidad con los terminales de GNL, un trato no discriminatorio.

13. Transparencia y confidencialidad de la información

La regulación general del mercado del gas consagra la obligación del concesionario de mantener disponible en un medio electrónico accesible a cualquier interesado y en un lugar de fácil acceso, información actualizada sobre las características de sus instalaciones, los servicios prestados, las tarifas aplicables, las capacidades ociosas y disponibles y los contratos celebrados, especificando las partes, plazos y cantidades involucradas[21].

Por tratarse de una regulación general, la misma es aplicable a los terminales de GNL. Sin perjuicio de lo anterior, las empresas que poseen la titularidad de dichos terminales y aquellas encargadas de sus operaciones no contienen en sus portales electrónicos la información en la forma requerida por la norma precedentemente citada.

No hay regulación que se refiera a excepciones a las obligaciones de transparencia.

14. Aspectos contractuales de la industria de regasificación de GNL

Brasil no cuenta con regulación especial en esta materia. Con todo, en el contexto general del mercado del gas natural, el órgano regulador, la ANP, tiene la obligación de registrar y homologar los contratos negociados por las partes en materia de comercialización y transporte del gas.

[21] Artículo 32 del Decreto 7.382. Constitui obrigação contratual do concessionário: VII - manter disponíveis, em meio eletrônico acessível a qualquer interessado e em local de fácil acesso, informações atualizadas sobre as características de suas instalações, os serviços prestados, as tarifas aplicáveis, as capacidades ociosas e disponíveis e os contratos celebrados, especificando partes, prazos e quantidades envolvidas.

BIBLIOGRAFÍA

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, "O Gás Natural Liquefeito no Brasil – Experiência da ANP na implantação dos projetos de importação de GNL", Rio de Janeiro, 2010.

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, "Experiência do agente regulador na implantaçao dos projetos de GNL no Brasil", Rio de Janeiro, 2009.

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, "Panorama atual do mercado de GNL", Rio de Janeiro, 2008.

- BP, Statistical Review of World Energy 2010, disponible en: www.bp.com.

- CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFENSA ECONOMICA, disponible en: http://www.cade. gov.br/Default.aspx?42e225eb30ee31095f

- MINISTERIO DE MINAS E ENERGIA, "Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural", nº 34 al 43, Rio de Janeiro, 2009 – 2010.

- MIRANDA, Leonardo, "Gás Natural Liquefeito (GNL) – Regulaçao e Fomento de Diretricez do Conselho Nacional do Política Energética (CNPE)", Rio de Janeiro, 2006.

- CONSELHO ADMINISTRATIVO DE DEFENSA ECONOMICA, disponible en: http://www.cade. gov.br/Default.aspx?42e225eb30ee31095f.

- MME, CNP, disponible en: http://www.mme.gov.br/mme/menu/ conselhos_comite/cnpe.html.

- MINISTERIO DA JUSTIÇA, disponible en: http://portal.mj.gov.br/SDE/data/Pages/MJ29715B C8ITE MID0F5EF400563947618EAC3AB808F0E851PTBRNN.htm.

- TRANSPORTADORA BRASILEIRA GASODUTO BOLÍVIA-BRASIL S.A., disponible en: http://www.tbg.com.br/portalTB GW eb/tbg.portal? _nfpb= true& _pageLabel=pgQuem.