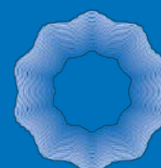




Ministerio de Energía y Minería
Presidencia de la Nación



ARGENTINA
2018 - Año del
Centenario de la
Reforma
Universitaria

Regulación económica del GNL

Secretaría de Recursos Hidrocarbúferos
Subsecretaría de Exploración y Producción
Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico
Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos

Enero 2018



Autoridades

Ministro de Energía y Minería

Juan José Aranguren

Subsecretario de Exploración y Producción

Marcos Pourteau

Subsecretario de Escenarios y Evaluación de Proyectos

Mauricio E. Roitman

Equipo de trabajo

Andrés Ferraris

Agustina Gallo

Daniela Repetto

Oscar Héctor Natale

Sebastian Baigorria

Sebastian Sanchez



Tabla de contenido

I. Introducción	3
II. Acceso a las plantas: facilidades esenciales v. fuente adicional	4
III. Regulación del GNL en América	5
IV. Aplicación al caso argentino.....	7

I. Introducción

Argentina importa gas natural desde principios de la década de los '70. Luego, con el descubrimiento del yacimiento Loma La Lata y la llegada de inversiones que tuvo lugar en la década de los '90, el país logró el autoabastecimiento. Sin embargo, unos años luego de la crisis económica de los años 2001-2002, el país volvió a convertirse en un importador neto de gas natural. En un primer momento, las importaciones fueron necesarias para cubrir los picos estacionales de consumo en invierno. No obstante, a partir del año 2007 las importaciones se volvieron parte estructural del abastecimiento debido a la creciente divergencia existente entre una demanda creciente, con propensión al sobreconsumo por la presencia de subsidios, y el declino en la producción local de gas natural, debido a la insuficiencia de inversiones en un contexto de distorsiones de precios.

En los últimos 5 años, el país ha importado entre el 20% y el 25% de su consumo de gas natural. A su vez, el 50-55% de estas importaciones provinieron a través de la regasificación de Gas Natural Licuado (GNL o LNG según sus siglas en inglés).

Diferentes escenarios posibles de demanda y producción local indican que las importaciones continuarán siendo una fuente estructural de la oferta de gas natural, al menos en el corto plazo. A su vez, la capacidad de importación de gas natural continuará jugando un rol importante en el abastecimiento de la demanda interna, aun cuando la utilización de dicha capacidad pueda verse reducida por el aumento de la producción local.

En la actualidad, el GNL se introduce en el mercado a través de dos plantas de regasificación ubicadas en Escobar y en Bahía Blanca, que proveen gas natural para cubrir principalmente los picos estacionales de consumo en invierno, aunque en el pasado lo han hecho también en períodos de consumo base, y mantienen su disponibilidad en caso de picos de demanda estivales. Estas plantas fueron estructuradas con un modelo de gestión cerrado que no contemplaba la posibilidad de que terceros utilicen parte de la capacidad de regasificación. Bajo este modelo, YPF opera, mantiene y gestiona las plantas por encargo de ENARSA, que comercializa el gas empaquetado con el servicio de regasificación en el mercado regulado, con facultades sobre el despacho de gas a diferentes sectores.

Sin perjuicio de ello, el MINEM ha instruido a ENARSA a implementar un mecanismo temporario que ponga a disposición de terceros la capacidad de regasificación.

La industria del GNL está atravesando un proceso de globalización muy importante. De acuerdo a las estadísticas del *International Group of Liquefied Natural Gas Importers* (GIIGNL)¹, a fin del año 2016 la cantidad de países importadores de GNL ascendió a 39, mientras en el año 2005 eran sólo 15. Asimismo, la fijación de los niveles y estructuras de precios y condiciones contractuales están evolucionando. Si bien hasta hace algunos años se observaba cierta regionalización en los precios

¹ Ver GIIGNL Annual Report (2017): The LNG Industry in 2016.

del GNL, el incremento en el número de buques metaneros operativos resultó en la convergencia de precios entre el Atlántico y el Pacífico.

En términos regulatorios, si bien en sus orígenes las plantas de regasificación fueron consideradas en todo el mundo como facilidades esenciales, es decir, como parte integrante del sistema de transporte, la práctica internacional reciente contempla la posibilidad de asimilar la infraestructura de regasificación a una fuente adicional de suministro.

Teniendo como objetivos garantizar la seguridad del abastecimiento de gas en el país al diversificar las fuentes de suministro y promover una mayor competencia tanto en el *upstream* (producción) como en el *downstream* (comercialización) de la cadena de valor del gas natural, el presente informe realiza comentarios sobre los principales aspectos a considerar en el marco de la incorporación de la regasificación de GNL al marco regulatorio de la actividad del gas natural en Argentina.

II. Acceso a las plantas: facilidades esenciales v. fuente adicional

Si bien existe una amplia variedad de definiciones, en general se considera facilidad esencial o “monopolio de cuello de botella” (*bottleneck monopoly*) a aquel activo cuyo acceso resulta esencial para el desarrollo de actividades en mercados próximos o conexos.² La doctrina de las facilidades esenciales constituye una limitación al dominio, por cuanto supone una limitación a la facultad de “decir que no”, que corresponde, por definición, al dueño de un determinado activo o negocio.

La historia de la licuefacción del gas natural y su posterior regasificación y comercialización se remonta al siglo XX.³ En ese entonces, las plantas de GNL eran consideradas facilidades esenciales, asimilables a la infraestructura de *downstream* gasífero. En este sentido, y al igual que la infraestructura de transporte, estaban sujetas al libre acceso a terceros (TPA, por *Third Party Access*), ya sea con tarifa regulada (rTPA) o como consecuencia de una libre negociación entre partes (nTPA), eventualmente sujeta a un control de precios razonables.

En los Estados Unidos, con el objetivo de fomentar la construcción de plantas de GNL, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) dictó en 2002 la *Hackberry decision*⁴, que exime al propietario de la planta de la obligación de garantizar TPA, con el argumento de que dicho requisito disuade inversiones en nuevas instalaciones. En la práctica, todas las plantas construidas en el

² La doctrina de las facilidades esenciales se originó en comentarios sobre la legislación antimonopolio de EE. UU. (Véase la decisión de la Corte Suprema sobre Ferrocarriles de 1912) y ha sido destacada en varias decisiones tomadas por las autoridades de competencia de todo el mundo. Ver Sidak, J. Gregory y Lipsky, Abbott B., *Essential Facilities*. *Stanford Law Review*, Vol. 51, No. 5, pp. 1187-1249, Mayo 1999. Disponible en: <https://ssrn.com/abstract=205668> o <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.205668>.

³ Ver U.S. Department of Energy - Office of Fossil Energy, *Liquefied Natural Gas: Understanding the Basic Facts*, Agosto 2005. Disponible en: https://energy.gov/sites/prod/files/2013/04/f0/LNG_primerupd.pdf

⁴ En diciembre de 2002, la FERC se pronunció a favor de la remoción de barreras regulatorias para la construcción de una nueva terminal de regasificación de GNL. A partir de entonces, la FERC cesó con los requerimientos obligatorios de libre acceso (control tarifario y fijación de precios no discriminatorios) a las plantas, lo que se entendió como un intento de favorecer la instalación de este tipo de infraestructura. Operativamente, la FERC garantizó la aprobación preliminar de la terminal Hackberry LNG (ahora Cameron LNG), aclarando que la propietaria podía proveer servicios con condiciones y tarifas pactadas entre privados (sujetas al mercado y no a regulación directa), eximiendo a la misma de la obligación de la provisión de libre acceso a terceros. En esencia, desde una perspectiva regulatoria, este tipo de instalaciones de GNL se consideran de manera equivalente a otros activos del upstream gasífero, a diferencia de la doctrina de las facilidades esenciales que asemeja las plantas al sistema de transporte.

presente siglo no están sujetas al rTPA. Sin embargo, hay tres plantas construidas previamente de acceso regulado, donde la totalidad de la capacidad de las mismas está contratada.

Siguiendo esta línea, los países europeos establecieron por defecto un régimen de rTPA en paralelo con la introducción de exenciones a la regulación de la tarifa sobre la base del estudio por casos.⁵ Aun así, en todos los países prevalecen los mecanismos *anti-hoarding*, para evitar conductas anticompetitivas.

Estas medidas tienen por objeto evitar que aquel que detenta la capacidad de la planta (la facilidad esencial) excluya a sus competidores a través del acaparamiento, al poseer el derecho y no usar ni ceder esa capacidad a un tercero para su uso. Estas disposiciones se basan generalmente en los principios “*use it or sell it*” (UIOSI), 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.

El principal mecanismo usado es el UIOLI, que puede operar en alguna de las siguientes alternativas no excluyentes:

- **UIOLI ex ante:** la capacidad reservada que no se utiliza debe ser ofrecida al mercado. Cuando los *slots*⁶ vuelven al operador, éste los vende a nombre del cargador, quien en definitiva mantiene los derechos sobre el producto de la venta. Este sistema es utilizado en el Reino Unido y en Bélgica.
- **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.

III. Regulación del GNL en América

En América coexisten varios modelos regulatorios. Argentina, Brasil, Canadá y Estados Unidos tienen plantas de GNL cerradas. En el caso de Argentina y Brasil, además de ser cerradas las plantas son operadas por empresas con una importante participación estatal.

En Canadá, si bien no están explicitadas las razones que justifican que la única planta existente sea cerrada, dadas las características del mercado de gas natural canadiense, puede concluirse que el mercado es suficientemente competitivo como para disciplinar al operador de la planta de GNL.

México, por otro lado, presenta un sistema intermedio, donde la obligación de acceso de terceros sólo alcanza a la capacidad primaria no contratada de la planta. 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 de la planta.

En Chile, ambos modelos coexisten debido a que no hay una regulación formal. Una planta de GNL opera con libre acceso y tarifa negociada (nTPA) en tanto que la otra tiene un modelo cerrado con la totalidad de su capacidad contratada.

⁵ Ver Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

⁶ Ventana temporal definida por el operador para el arribo de un buque de GNL para la utilización de los servicios de la planta.



La siguiente tabla resume las características de las plantas de regasificación de GNL en el continente, en base a la información disponible a fines de 2016.

País	Localización	FSRU	Almacenamiento		Send-out		Propietario	Operador	TPA	Comienzo operaciones
			Número de Tanques	Capacidad en m ³ liq.	Número de vaporizadores	Capacidad nominal en Bcm/año				
Argentina	Bahia Blanca (Offshore)	Excelerate Express	-	151.000	6	6,1	YPF	YPF	No	2008
	GNL Escobar (Offshore)	Excelerate Exemplar	-	151.000	6	6,1	UTE Escobar (50% Enarsa, 50% YPF)	YPF	No	2011
Brasil	Bahia (Offshore)	Golar Winter	-	137.000		5,2	Propietario: Golar/Charterer: Petrobras	Petrobras	No	2013
	Guanabara (Offshore)	Excelerate Experience	-	173.400		8,1	Propietario: Excelerate Energy/Charterer: Petrobras	Excelerate Energy	No	2009
	Pecem (Offshore)	Golar Spirit	-	129.000	2	2,5	Propietario: Golar/Charterer: Petrobras	Petrobras	No	2009
Canada	Canaport LNG	-	3	480.000	8	10	Repsol (75%), Irving Oil (25%)	Repsol Canada Ltd	nTPA	2009
Chile	Mejillones	-	1	175.000	3	2	Codelco (37%), ENGIE (63%)	GNLM	nTPA	2010
	Quintero	-	3	334.000	3	5,5	Terminal de Valparaíso (40%), ENAP (20%), Endesa Chile (20%), Metrogas (20%)	GNL Quintero S.A.	nTPA	2009
Colombia	Cartagena (Offshore)	Höegh Grace	4	170.000	4	4	Propietario: Höegh LNG /Charterer: Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC)	Höegh LNG	No	2016
Rep. Dominicana	Punta Caucedo	-	1	160.000	3	2,3	AES	AES	No	2003
Jamaica	Montego Bay (Offshore)	FSU Golar Arctic		140.600		0,5	Propietario: Golar /Charterer: New Fortress Energy	Golar		2016
México	Altamira	-	2	300.000	5	7,8	Terminal de LNG de Altamira (Vopak 60%, Enagas 40%)	Terminal de LNG de Altamira	rTPA	2006
	Energía Costa Azul	-	2	320.000	6	10,3	Sempra	Sempra	rTPA	2008
	Manzanillo	-	2	300.000		5,2	Samsung (37.5%), Kogas (25%), Mitsui (37.5%)	Kogas	-	2012
Puerto Rico	Peñuelas	-	1	160.000	2	2,1	Gas Natural Fenosa (47.5%), ENGIE (35%), Mitsui (15%), GE (2.50%)	Eco Electrica	No	2000
Estados Unidos	Cameron LNG	-	3	480.000	10	15,5	Sempra	Sempra	No	2009
	Cove Point	-	5	380.000	10	10,7	Dominion Cove Point LNG	Dominion Cove Point LNG	rTPA	1978
	Cove Point Expansion	-	2	320.000	15	8	Dominion Cove Point LNG	Dominion Cove Point LNG	rTPA	2008
	Elba Island	-	5	535.000	11	16,3	Southern LNG (Kinder Morgan)	Southern LNG	rTPA	1978
	Everett	-	2	155.000	4	6,9	ENGIE	ENGIE	rTPA	
	Freeport LNG	-	2	320.000	7	18	Freeport LNG Development, L.P.	Freeport LNG Development, L.P.	rTPA	2008
	Golden Pass	-	5	775.000	8	21,4	QP (70%) Exxon (17.60%), Conoco Phillips (12.40%)	Golden Pass LNG	No	2010
	Gulf LNG Energy	-	2	320.000		12	Kinder Morgan (50%), GE (40%), AES (10%)	Gulf LNG Energy	No	2011
	Lake Charles	-	4	425.000	14	24,3	Trunkline LNG	Trunkline LNG	rTPA	1982
	Northeast Gateway (Offshore)	-	-	151.000	6	4,1	Excelerate Energy	Excelerate Energy	rTPA	2008
	Sabine Pass	-	5	800.000	24	41,4	Cheniere Energy	Cheniere Energy	rTPA	2008

Fuente: GIINL Annual Report (2017): The LNG Industry in 2016.



IV. Aplicación al caso argentino

La regulación económica de las plantas de GNL debe tener relación con la organización del mercado de gas natural subyacente. Aun cuando todavía no existía ninguna planta de importación de GNL en la Argentina, la Ley de Gas N° 24.076 y su Decreto Reglamentario N° 1.738/1992 fijaron algunos principios básicos: (i) la libre importación de gas natural sin necesidad de aprobación previa, y (ii) el tratamiento de las actividades de regasificación y licuefacción de gas natural debido a la existencia de la planta de *peak shaving* en la zona norte del GBA dentro del sistema de distribución. Así, en este segundo caso dichas normas asimilaron tales actividades a la actividad de almacenaje de gas natural⁷ y las excluyeron del régimen de servicio público tarifado⁸ con obligación de acceso indiscriminado a la capacidad,⁹ propio de las actividades de transporte y distribución de gas natural.

A fines de garantizar el uso eficiente de la infraestructura y prevenir comportamientos estratégicos de bloqueo de capacidad, parece necesario facilitar la existencia de un mercado secundario de capacidad, donde el titular de la capacidad primaria pueda negociar libremente la cesión del derecho de su uso a un tercero. La libre negociación de la capacidad debería estar acompañada de un mecanismo de reasignación forzosa de la capacidad (UIOLI) en caso de que algún usuario no informe al operador de la planta de GNL, con un plazo determinado de antelación a la fecha de cierre del *slot* correspondiente para el uso de la capacidad. Con esta estructura se procura impedir que un usuario bloquee por motivos estratégicos el ingreso de gas natural al sistema de transporte.

Adicionalmente, se mantiene separada esta regulación económica de la regulación de los servicios públicos de gas natural y electricidad, en particular en lo relativo al reconocimiento de los costos de adquisición de gas natural en la determinación de las tarifas a usuarios finales. En ese sentido los entes reguladores mantienen sus facultades de control sobre los contratos que las licenciatarias propongan para su reconocimiento en los cuadros tarifarios.

⁷ Ver definición de almacenaje del artículo 1 del Decreto Reglamentario N° 1.738/92.

⁸ Ver artículo 1 de la Ley de Gas N° 24.076.

⁹ Ver artículos 26 y 27 de la Ley de Gas N° 24.076, y artículo 26 del Decreto Reglamentario N° 1.738/92.