

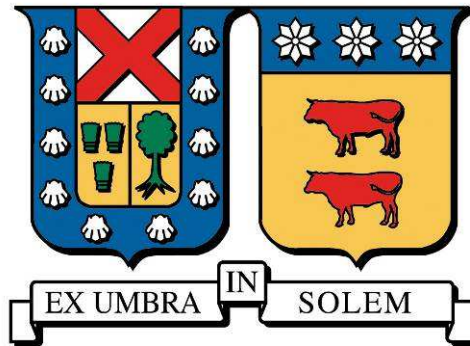
**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“EVALUACIÓN DE ACCESO ABIERTO A
TERMINALES GNL EN EL MERCADO
CHILENO”**

César Morales Droguett

MAGISTER EN ECONOMIA ENERGETICA

2015



**UNIVERSIDAD TECNICA FEDERICO SANTA MARIA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA**

**“EVALUACIÓN DE ACCESO ABIERTO A
TERMINALES GNL EN EL MERCADO
CHILENO”**

Tesis de grado presentada por

César Antonio Morales Droguett

Como requisito parcial para optar al grado de

Magister en Economía Energética

Profesor Guía
Ing. Marco Mancilla

Profesor Correferente
MBA, Ing. Gerardo Muñoz

Julio 2015

TITULO DE LA TESIS:

EVALUACIÓN DE ACCESO ABIERTO A TERMINALES GNL EN EL MERCADO CHILENO.

AUTOR:

César Antonio Morales Droguett

TRABAJO DE TESIS, presentado en cumplimiento parcial de los requisitos para el Grado de Magíster en Economía Energética del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad Técnica Federico Santa María.

Ing. Marco Mancilla.....

MBA, Ing. Gerardo Muñoz.....

Santiago, Chile. Julio de 2015

DEDICATORIA

A mi Ángel Veronica

A mis hijos, CATALINA, MACARENA Y MARCELO

Por su apoyo incondicional para realizar este MEE

César Morales Droguett

RESUMEN

En la Agenda de Energía impulsada por el Gobierno de Chile a mediados del 2014 y específicamente en el eje de reducción de precios de la energía, se plantean líneas de acción y metas en torno al uso del GNL y sus impactos en el precio de la Energía. Estimaciones sitúan en orden de una reducción del 16% en los costos de energía de largo plazo (CMg) si es que se llegase a utilizar la capacidad ociosa de generación con GN que hoy existe (considerando solo las plantas de ciclo combinado), a precios de GNL competitivos respecto del petróleo diésel a modo de desplazar la generación que hoy se produce con este combustible. Es así como la agenda propone una vía de “Autorregulación” del Mercado del GNL, en el cual los mecanismos de acceso a los terminales de Regasificación y Almacenamiento juegan un rol protagónico por ser la puerta de entrada y diferenciadora de precios de este combustible. De no lograr los resultados esperado con una autorregulación que puedan garantizar condiciones de acceso competitivo, público y no discriminatorio, la segunda opción es otorgar libre acceso mediante la regulación del estado. Para poder concluir sobre el modelo de acceso a los terminales propicio para el mercado Chileno, se hace necesario primeramente colocar el análisis en el contexto adecuado en comparación con los modelos existentes internacionalmente y su comparación, luego analizar si los actuales terminales se configuran o no como una facilidad esencial de acuerdo a la doctrina económica internacional y por ultimo evaluar las actuales condiciones en que se otorga eventualmente acceso a terceros (pe: Procesos de Open Season). El análisis se complementa con la generación de un mercado secundario emergente y combustibles alternativos susceptibles de ser explotados. Se logra establecer un modelo aceptable para la realidad del mercado global, logrado mediante la Autorregulación, no obstante que debe estar bajo permanente análisis a modo de detectar imperfecciones que pudiesen producirse.

ABSTRACT

In the Energy Agenda promoted by the Government of Chile in mid-2014 and specifically in the reduction shaft energy prices, action lines and goals regarding the use of LNG and its impacts arising in the price of energy . Estimates put in order of a 16% reduction in energy costs long-term (CMg) if it were to use the idle generation capacity that exists today GN (considering only combined cycle plants), prices LNG competitive with diesel oil as a generation shift that occurs today with this fuel. Thus, the agenda proposes a way of "self-regulation" of the LNG market in which the mechanisms of access to regasification and storage terminals play a leading role by being the gateway and differentiating the fuel price. Not achieve the expected results with self-regulation that can guarantee competitive conditions, public and non-discriminatory access, the second option is to give free access by state regulation. To conclude on the model of access to the Chilean market conducive to terminals, it is necessary first place the analysis in the proper context compared to existing models and international comparison, then analyze whether current or terminals are configured as an essential facility in accordance with the international economic doctrine and finally assess current conditions eventually it granted access to third parties (eg Open Season Process). The analysis is complemented by the creation of a secondary market emerging and alternative fuels that could be exploited. Be able to establish an acceptable model for the reality of the global market, achieved through self-regulation, however, that should be under continuous review so as to detect flaws that might occur.

GLOSARIO

GNL:	Gas Natural Licuado
SIC:	Sistema Interconectado Central.
SING:	Sistema Interconectado del Norte Grande.
USA:	Estados Unidos de Norteamérica.
US\$:	Dólar de Estados Unidos de Norteamérica.
MTPA:	Millones de Toneladas por Año
FOB:	Free On Board
FTA:	Free-Trade Agreement
FLNG:	Floating Liquefaction
FSRU:	Floating Storage and Regasification Unit
UK:	United Kingdom
US:	United States

INDICE

1. Introducción.....	10
2. Objetivos.....	13
2.1. Objetivo General.....	13
2.2. Objetivos Específicos.....	13
3. Capítulo 1: Las Facilidades esenciales y La regulación de accesos a terceros.....	14
4. Capítulo 2: Desarrollo de la Industria del GNL a nivel Global.....	16
4.1. Características del GNL.....	16
4.2. Cadena de Valor del GNL.....	18
4.3. Exploraciones para encontrar GN.....	19
4.4. Licuefacción para convertir el GN en GNL.....	22
4.5. Transporte de GNL en embarcaciones especiales.....	23
4.6. Almacenamiento y regasificación.....	26
4.7. Principales productores y consumidores de GNL.....	28
4.8. Crisis del gas Argentino.....	32
5. Capítulo 3: Desarrollo de la industrial del GNL en Chile.....	37
5.1. Infraestructura del GNL en Chile.....	37
5.2. Terminal GNL Quintero.....	37
5.3. Terminal GNL Mejillones.....	42
5.4. Modelos de Modelo de Negocios de GNLQ – GNLC.....	46
5.5. Descripción de Modelo de Negocios GNL Mejillones.....	51
6. Capítulo 4: Modelos de Regulación a Nivel Internacional: Acceso y Regulación de Precios.....	53
6.1. Visión Panorámica de Mercados de Regasificación y Almacenamiento GNL.....	53
6.2. Consideraciones Respecto a los tamaños del mercado, propiedad y su profundidad.....	57
6.3. Regulación de la industria del GNL a nivel internacional en lo relativo a terminales de Regasificación.....	58
6.4. Modelos de Gestión de los terminales de GNL.....	59

6.5. Obligación de Acceso: terminales abiertos y cerrados.....	61
6.6. Mecanismos de asignación de capacidad primaria.....	66
6.7. Negativa de acceso y solución de controversias.....	69
6.8. Gestión de la congestión.....	70
6.9. Regulación de tarifas.....	71
7. Capítulo 5: Análisis de los diferentes modelos de regulación.....	75
7.1. Acceso Abierto a Terceros, ¿facilidades esenciales?.....	76
7.2. Regulación de los terminales de acceso abierto: En búsqueda De la eficiencia económica.....	84
7.3. La Autorregulación: El camino Escogido.....	89
7.4. Acceso actual a terceros terminal GNLQ-GNLC.....	90
7.5. Acceso actual a terceros terminal GNLM.....	96
8. Conclusiones.....	97
9. Referencias.....	101
10. Anexos	
10.1. Anexo A: GNL Comercializado durante 2014.....	103
10.2. Anexo B: Catastro terminales Regasificación GNL.....	104
10.3. Anexo C: Clausulas Comerciales contratos GNL.....	108

1 INTRODUCCION

En la Agenda de Energía impulsada por el Gobierno de Chile a mediados del 2014¹ y específicamente en el eje de reducción de precios de la energía, se plantean líneas de acción y metas en torno al uso del GNL y sus impactos en el precio de la Energía. Una de las vías de acción es la promoción del uso del GNL como energético importante en la matriz de generación eléctrica, así como fomentar el uso residencial e industrial. El primero de ellos busca el objetivo de desplazar la generación que hoy en día es producida utilizando combustible diésel.

En la Agenda se plantean objetivos y metas de corto y mediano-largo plazo. En el corto plazo (2015-2019) se pretende maximizar la utilización de la infraestructura de generación eléctrica actual y de los terminales de GNL. Como plan de acción para alcanzar este objetivo se pretende desarrollar una agenda de autorregulación y dictación de normas legales y reglamentarias (es decir un nuevo marco Normativo) para terminales existentes, tendientes a liberar la capacidad transitoria y/o permanente que no está siendo utilizada, además de normas de transparencia informativa. Como antecedente en la actualidad en el sector centro del país, el terminal Quintero, posee una capacidad de 15 MM m³/día y está controlada en un 100% por las 3 empresas incumbentes, sin embargo se estiman que quedarán disponibles 7 MM m³/día el año 2015².

Indicado lo anterior resulta de interés poder realizar un análisis de las regulaciones de la industria de la regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) de forma comparativa en términos del marco, su funcionamiento práctico y su impacto relativo en los Precios, a modo de poder primero realizar un levantamiento del estado de situación existente en Chile y en segundo término poder recoger las prácticas internacionales que sean aplicables y evaluar su

¹ Agenda de Energía, Publicada en Mayo del 2014 por el Ministerio de Energía del Gobierno de Chile. Disponible en:

² Fuente: Agenda de Energía del Ministerio de Energía de Chile, Publicada en 2014

impacto al introducirlas en el actual modelo Chileno, tanto en el ámbito de acceso a los terminales, la competencia y el precio Global del GNL (impacto Global en el Precio disponible fuera de contratos de largo plazo).

Para lo anterior se realizara una revisión de las normativas regulatorias existentes y su impacto general en las políticas de fijación de precios y como esto impacta en la competitividad de los modelos, revisando el actual escenario nacional del GNL y las proyecciones respecto a la construcción de nuevos terminales de GNL. Internacionalmente se revisaran mercados como los de **Estados Unidos**³; de interés debido a que es uno de los mercados de regasificación más dinámicos del mundo, con 15 terminales y más de 20 proyectados, coexistiendo terminales de acceso abierto y cerrado, la **Unión Europea**; con características de acceso abierto a los terminales pero sin regulación de precios, y los Mercados de **Francia, Bélgica, España y México** ya que presentan diversos modelos de regulación de tarifas en sus mercados.

En definitiva se ofrece una descripción y comparación de los sistemas de regulación que norman la industria de regasificación de GNL de los principales mercados internacionales cuyas instalaciones tienen por objetivo recibir barcos de GNL de forma esporádica y por otro lado vaporizar GNL de forma continua inyectándolo a la red de transporte, tomando en cuenta las restricciones comerciales y físicas propias de cada mercado e industria. Y el impacto de las políticas de accesos en la composición de los precios de venta del GNL.

Expuesto lo anterior es necesario establecer dos grandes cuestionamientos que los países deben resolver en materia de regulación de terminales de GNL. La primera de ellas dice relación con que si *¿son los terminales de GNL facilidades o instalaciones esenciales⁴ que justifiquen imponer a los dueños el acceso*

³ Industria de regasificación iniciada en 1971 con una reactivación en el año 2000.

⁴ La doctrina de las Facilidades Esenciales nació en Estados Unidos en 1912, cuando la Corte Suprema, 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. Fuente: United States v. Terminal Railroad Association of St. Luis, 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 constituyen una

obligatorio a terceros?, el segundo cuestionamiento a plantear es que de estimarse que las instalaciones son facilidades esenciales, *¿Cómo deben estas regularse respecto a su acceso para que la utilización de los terminales sea económicamente eficiente para el modelo?*

Para cada uno de los modelos regulatorios de los mercados a evaluar deben responderse estos dos cuestionamientos, teniendo claro objetivos finales en el aumento de la competitividad del mercado, una eficiente uso de la capacidad de los terminales y el efecto en los precios y resguardando la igualdad del entrante no dueño del activo cuello de botella a fin de fomentar la competencia en el mercado aguas abajo.

limitación al dominio, implica la prohibición de negar la venta (en este contexto del Mercado), y consecuentemente, la regulación de los términos en que el servicio o bien son suministrados.

2 OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

El objetivo general de la presente tesis es analizar la “Autorregulación” de acceso a los Terminales de GNL como modelo viable para fomentar la competitividad del mercado. Introduciendo en el análisis una comparación con modelos internacionales y resultados de los actuales modelos instaurados.

2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS

Los objetivos específicos son:

1. Levantar y analizar los diversos modelos regulatorios de acceso a terminales y regulación de tarifas. (Alcance: Estados Unidos, Unión Europea, Francia, Bélgica, España y México)
2. Identificar los Actuales modelos de acceso comercial a los Terminales.
3. Evaluar los impactos de las medidas de Autorregulación actualmente impuestas.

Capítulo 1: Las Facilidades Esenciales y La Regulación de Accesos de Terceros.

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. 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 monopolístico).

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” que corresponde por definición al dueño de un determinado activo o negocio. 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 consecuentemente, la regulación de los términos en que el servicio o bien respectivo debe ser suministrado. Esta doctrina ha permitido liberalizar mercados eléctricos o de las telecomunicaciones.

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; La instalación no puede ser razonablemente replicable por un competidor; El monopolista niega acceso a un competidor, y es factible dar acceso a un competidor. en las denominadas Guías de Aplicación del Artículo 102, la Comisión Europea ha definido los requisitos de procedencia de la doctrina señalando que: La Comisión considerará que el control de estas prácticas es prioritario siempre que concurren 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.

Capítulo 2: Desarrollo de la Industria del GNL a Nivel Global.

2.1 Características del GNL

El gas natural proviene de yacimientos debajo de la superficie de la tierra. Al igual que el carbón y el petróleo, es un combustible fósil, es decir, proviene de un material orgánico depositado y enterrado hace millones de años. Así como el petróleo, el gas natural es un combustible del tipo “hidrocarburo”, dado que las moléculas del combustible se encuentran en combinaciones de átomos de hidrogeno y carbono.

El gas natural sube, en algunas ocasiones, naturalmente a la superficie y es producido solo (gas no-asociado), y en otras ocasiones es producido con el petróleo (gas asociado). La composición típica del gas natural contiene alrededor de un 82% de metano y un 19% de otros gases, entre ellos el etano, nitrógeno, propano, dióxido de carbona, butano y pentano, composición que puede variar en diferentes partes del mundo, sin embargo su componente principal sigue siendo el Metano que puede variar entre un 80% a un 95%, componiendo el saldo por los gases mencionados anteriormente. En el siguiente Figura se muestra la composición típica del gas natural.

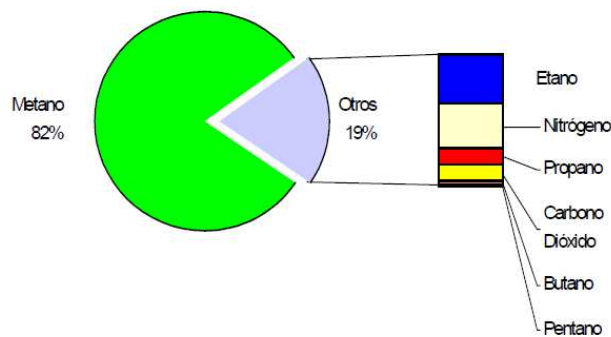


Figura 2.1: Composición típica del gas Natural⁵

⁵ Fuente: BP, Datos para tipo de GN condensado no asociado. Butano representa la suma de butano e iso butano

El Gas Natural Licuado o GNL es gas natural (GN) que es llevado a su estado líquido por medio de enfriamiento a temperatura del orden de $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ a presión atmosférica. Esta licuefacción permite reducir el volumen del gas natural alrededor de 600 veces, expandiendo con ello significativamente las posibilidades de transporte terrestre y marítimo del mismo. La composición del GNL contiene una mayor proporción de metano ya que es necesario extraer del gas natural el agua y el dióxido de carbono para evitar que se solidifiquen en el proceso de licuefacción, pudiendo dañar con ello el equipo. La composición típica del GNL es de aproximadamente un 95% de metano y un 5% de otros compuestos.

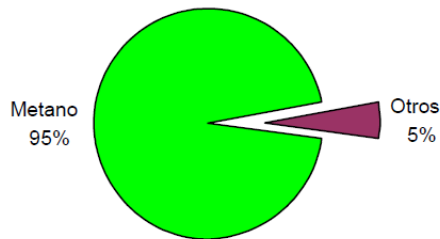


Figura 2.2: Composición Típica del GNL

Claramente estas proporciones varían de un lugar a otro, principalmente de acuerdo al lugar de origen, a las especificaciones de cada gaseoducto y las reglamentaciones locales. Algunos ejemplos se dan en la tabla siguiente.

Tabla 2.1: Ejemplos de composición del GNL (en porcentaje MOL)

Fuente	Metano	Etano	Propano	Butano	Nitroger
Alaska	99.7	0.06	0.000	0.000	0.20
Argelia	86.9	9.35	2.33	0.63	0.71
Baltimore G&E	93.9	4.65	0.84	0.18	1.01
Nueva York	98.0	1.4	0.4	0.1	0.1
San Diego G&E	92.0	6.00	1.00	-	1.00

El uso más común de GNL es para ser utilizado en la generación base o reducir los picos de demanda de energía eléctrica (Ver Capítulo 6 respecto a la participación del GNL en la matriz eléctrica Nacional). Esto quiere decir que se licua gas natural para poder almacenarlo como GNL de manera de poder asegurar el aprovisionamiento necesario para soportar el peak de demanda que se produce en el sistema eléctrico y también se importa por aquellos países que no poseen reservas económicamente eficientes de poder ser explotadas. Se economiza también de esta manera ya que el gas se almacena cuando su precio es relativamente inferior al precio que alcanza en los tiempos en que se dan las demandas máximas del sistema eléctrico (sin embargo como se verá más adelante los límites de los sistemas de almacenamiento y regasificación juegan en contra a la hora de otorgar participación al GNL dentro de la matriz energética eléctrica nacional).

2.2 Cadena de Valor del GNL

La cadena de valor del GNL está compuesto de los siguientes eslabones:



Figura 2.3: Cadena de Valor del GNL

La cadena de suministro de GNL cuenta con 6 etapas, como se ilustra en la Figura 2.3, cada uno de estos segmentos tiene procesos industriales, reglas de mercado y participantes específicos. Luego de la exploración y producción del gas natural (1 –ver numeral en Figura 2.3–), este es transportado por gaseoductos a las plantas de licuefacción. Ahí debe ser pre-tratado, extrayéndose líquidos y otros componentes. Mediante un proceso de

enfriamiento, el gas se enfría a -161°C pasando a su estado líquido y reduciendo su volumen en más de 600 veces (2). El gas natural licuado se transporta mediante barcos especialmente contruidos hacia su destino (3), donde mediante un proceso de calor, el gas es convertido a su estado original en las plantas de regasificación (4). Finalmente, el gas natural es transportado mediante gaseoductos y distribuido a los consumidores finales (5,6).

2.3 Exploraciones para Encontrar GN

Según la British Petroleum Company (BP), las reservas probadas de gas natural ascendían a 187,1 trillones de metros cúbicos⁶, según el reporte estadístico a Junio de 2015, además con una razón de Reserves-to-production (R/P) de 54,1 años si la producción se mantiene a tasas similares al comportamiento del año 2014 (no considerando una razón R/P de los Países de Medio Oriente, la cual es superior a 100 años). Esto representa un aumento del 0,3% respecto de las reservas probadas del 2013. La gran mayoría de este gas se encuentra alejado de los lugares en los cuales se necesita en mayores cantidades, lo cual hace factible e interesante la idea de transportarlo a los mercados donde su demanda es alta en forma de GNL.

⁶ Fuente: British Petroleum Company “BP Statistical Review of World Energy June 2015”.

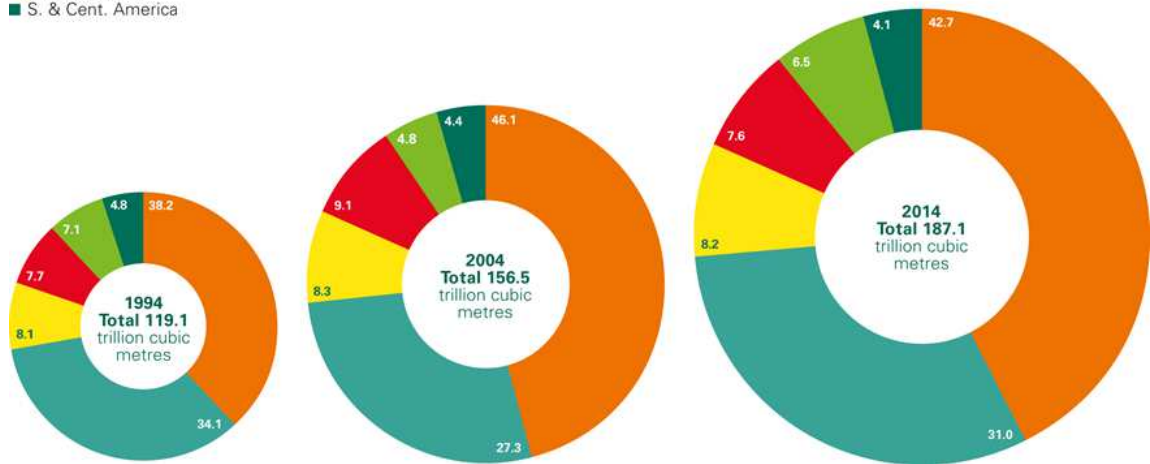


Figura 2.4: Distribución de las Reservas Probadas de GN en 1994, 2004 y 2014. Fuente: British Petroleum Company Statistic Report 2014

En los siguientes gráficos se muestra la evolución de la producción y consumo entre los años 2008 y 2014 según la British Petroleum Company (BP). Se aprecia además en la figura 6 los años de reservas probadas para centro y Sudamérica en años. Durante el 2014 la producción mundial de gas aumento en un 1,6% el 2014 llegando a 3.460,6 billones de metros cúbicos (equivalentes a 3.127,3 millones de toneladas de crudo equivalentes). El consumo aumento en un 0,4% a nivel global llegabdo a 3.393,0 millones de metros cúbicos (equivalentes a 3.065,5 millones de toneladas de crudo equivalentes), Chile registro un consumo de 4,8 billones de metros cúbicos durante el 2014, registrando un decaimiento del -2,2% respecto del 2013 y ocupando una participación del 0,1% a nivel global.

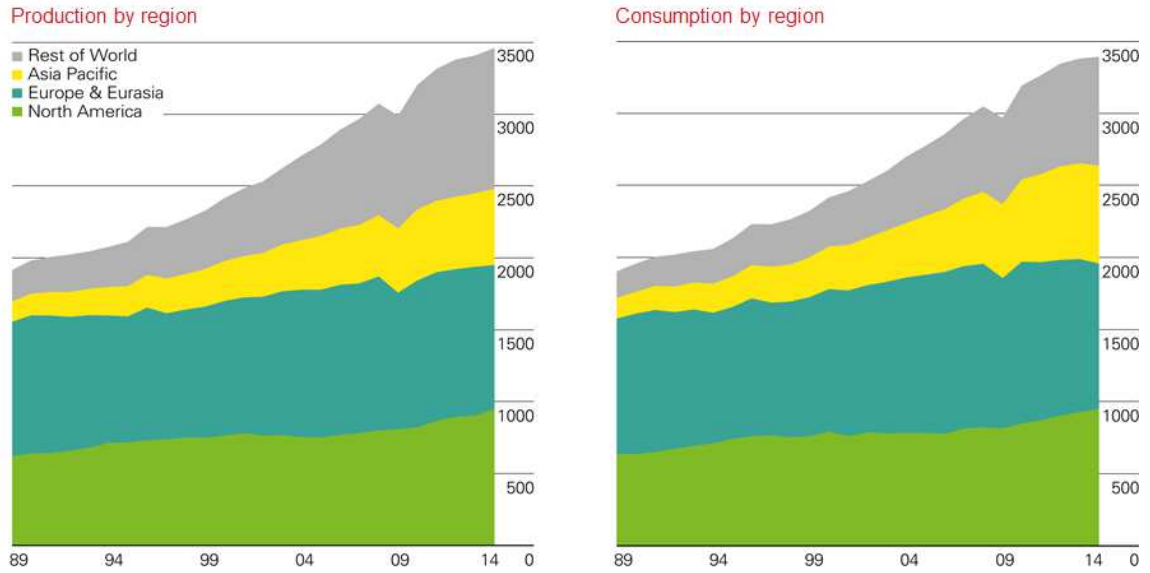


Figura 2.5: Producción y consumo por región desde 2989 a 2014.

Fuente: British Petroleum Company Statistic Report 2014

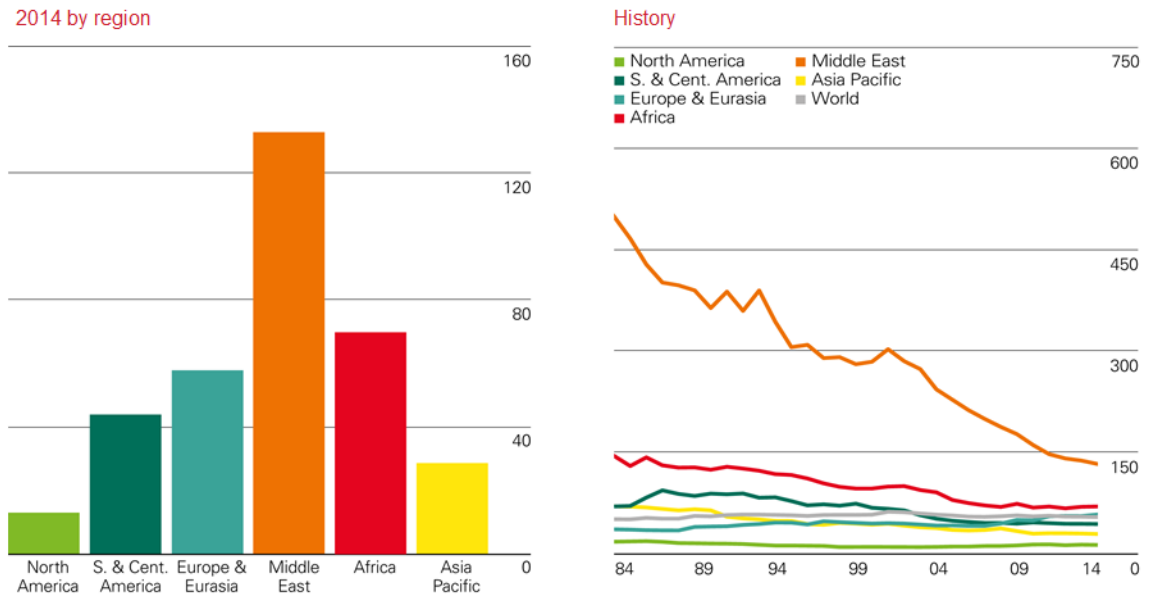


Figura 2.6: Razón R/P de reservas (Reservas-Producción)

Fuente: British Petroleum Company Statistic Report 2014

Las reservas probadas al 2014 en el cono sur ascienden a 7,7 trillones de metros cúbicos. Cabe resaltar que la demanda total del cono sur asciende aproximadamente a 233 millones de metros cúbicos diarios, mientras que la demanda chilena al 214 se acerca a los 4.879 millones de metros cúbico⁷. Con lo cual, a este nivel de demanda (que claramente tenderá a aumentar con el progreso de nuestras naciones) y el nivel de reservas probadas a la fecha existiría abastecimiento interno para el cono sur por alrededor de 43 años.

2.4 Licuefacción para convertir el Gas Natural en Estado Líquido

La licuefacción se realiza por medio de enfriamiento a presión atmosférica. Como ya se mencionó, es necesario filtrar del gas natural común las trazas de agua y dióxido de carbono para evitar que se congelen en el proceso de licuefacción.

La primera fase de licuefacción consiste en la extracción del CO₂. Esto se realiza por medio de la aplicación de una corriente inversa de solución de mono-etanol-amina (MEA). Segundo existe una etapa de deshidratación y filtrado, en la cual se le extrae la humedad del gas hasta lograr valores menores que 1 ppm. Posteriormente se realiza un filtrado para extraer los contenidos posibles de mercurio y partículas sólidas, y por último se realiza la separación de hidrocarburos pesados por medio de condensación parcial. Tercero y último, existe una etapa de licuefacción y almacenamiento. En ella se produce el enfriamiento necesario para la licuefacción. El GNL ya producido es enviado a los tanques de almacenamiento. Estos tanques, compuestos por una doble pared cubiertos con aislante entre ellos, mantienen el GNL a su temperatura de licuefacción (- 161°C) y a presión atmosférica.

El tanque interno (en contacto con el GNL) está fabricado con materiales que incluyen un 9% de acero, níquel, aluminio y concreto pretensado. Sus materiales de construcción son especializados para el servicio criogénico* y para la carga

⁷ Según datos de informe estadístico del BNE 2014 del Ministerio de Energía

estructural creada por el GNL. Por su parte el tanque externo esta construidos generalmente de acero al carbono y concreto pretensado.

En algunos países, el proceso de importación del GNL se realiza en el mercado spot, en que el precio es determinado por la oferta y demanda mundial, donde se puede considerar que el costo de importación es un costo variable puesto que es función del volumen de GNL y del precio FOB del mercado internacional. Sin embargo, debido a la alta componente de inversión y para reducir la incertidumbre, en la mayoría de los mercados la importación se realiza mediante contratos de largo plazo, como es el caso del mercado de GNL en Chile. Dependiendo de las cláusulas y condiciones del contrato, el costo de importación puede dejar de considerarse variable (o puede presentar una componente de costo variable menor con respecto a su componente de costo fijo). Los contratos de largo plazo y las cláusulas asociadas serán descritos en la sección 3.2.

Según la estadística en Chile, el costo de importación el combustible corresponde a cerca del **75% del precio final**.

2.5 Transporte de GNL en embarcaciones especiales.

El GNL es transportado por sendos buques conocidos comúnmente como Tanqueros y Metaneros. Los tanquero de GNL están construidos con casco doble, diseñado y aisladas para prevenir filtraciones o rupturas de haber algún accidente durante la navegación. El GNL es almacenado dentro del casco interior donde es mantenido a presión atmosférica y a su temperatura de licuefacción.

Dentro de los sistemas de almacenamiento de GNL en los tanqueros han destacado como los estándares tres tipos. Esto son el diseño esférico o Moss, el diseño de membrana, y el diseño estructural prismático. En el gráfico siguiente se muestran las proporciones del uso de cada tipo de sistema de almacenamiento en tanqueros de GNL.

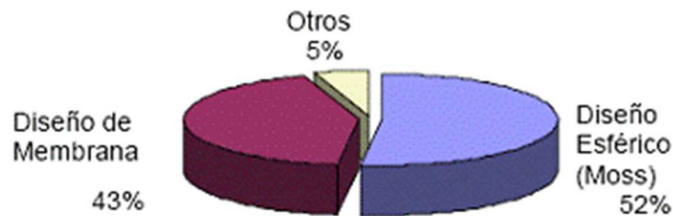


Figura 2.7: Proporciones de utilización de los diferentes sistemas de almacenamiento de la flota de GNL

El tanquero promedio de GNL transporte alrededor de 125.000 – 138.000 metros cúbicos de GNL, lo cual representa alrededor de 75 a 83 millones de metros cúbico de gas natural. El tanquero típico mide 274 metros de longitud, 43 metros de ancho y 11 metros de corriente de agua, y su valor borde los USD \$160 millones. Los tanqueros de GNL son generalmente menos contaminantes que otras embarcaciones de transporte porque utilizan gas natural y fuel oil para su propulsión.

Se ha hecho evidente a través del tiempo que el mercado del transporte de GNL a estado creciendo. De hecho el mercado ha visto una evolución desde 136 tanqueros en operación en diciembre del 2002 a 373 tanqueros al 2014⁸. El siguiente gráfico muestra la evolución de las órdenes por construcción de tanqueros en el mundo.

⁸ Datos según IGU-World LNG Report 2015

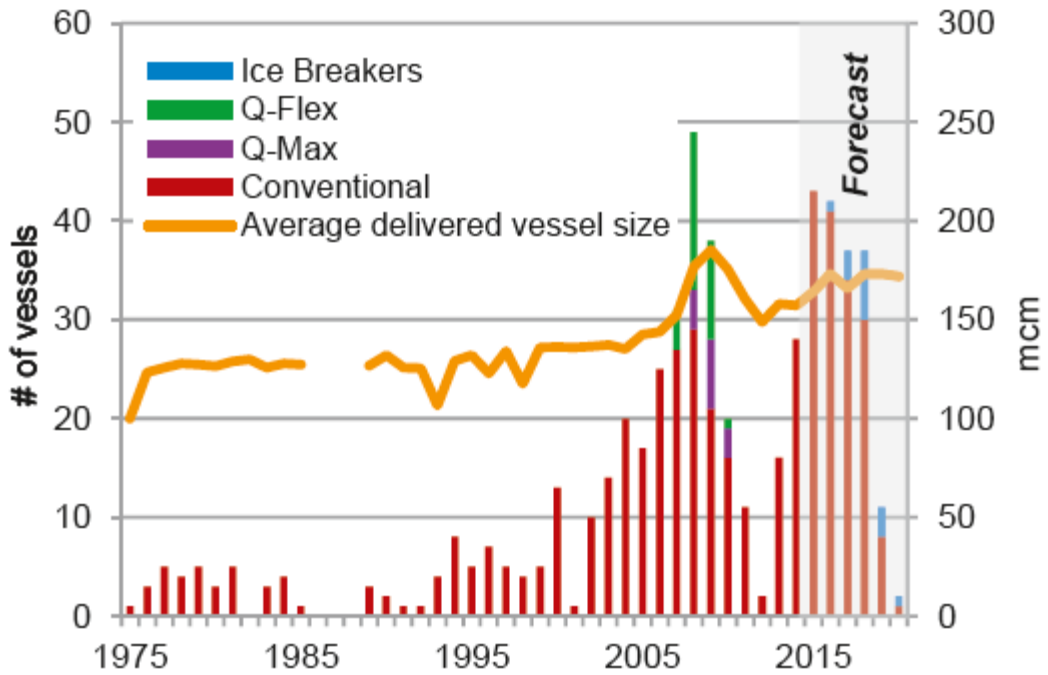


Figura 2.8: Buques construidos por año para el transporte de GNL. Fuente: IGU-World LNG Report 2015

La competencia más directa al transporte del gas natural como GNL es el transporte en gasoductos, los cuales tienen ciertas ventajas económicas por sobre el GNL en el transporte de gas a determinadas distancias. El gráfico siguiente muestra los costos relativos de transporte por millón de Btu, para el transporte en gasoducto marino, gasoducto terrestre y como GNL.

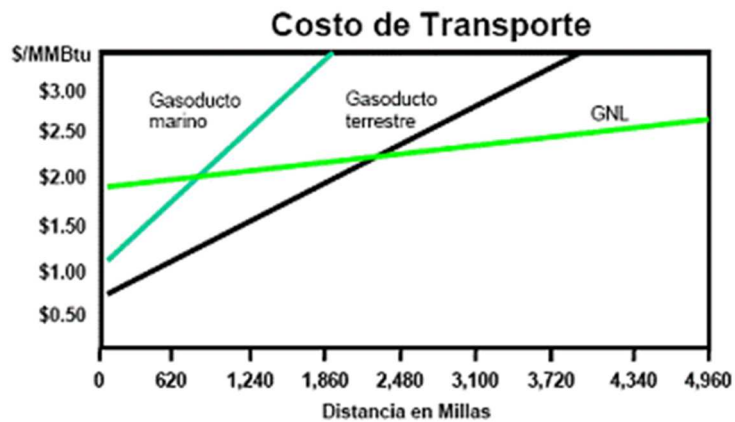


Figura 2.9: Costos según distancia para diferente tipo de transporte

El transporte estará a cargo del comprador si el GNL fue adquirido a precio FOB. La etapa de transporte considera además del costo del flete, el seguro del producto. La tarifa de transporte se expresa en dólares por millón de BTU y se calcula de acuerdo con la distancia y el tiempo del traslado. Durante esta etapa existen pérdidas de combustible que ocurren para poder mantener el GNL en su estado líquido.

Se puede considerar que el costo el transporte es mayormente variable puesto que depende del volumen de GNL importado. El transporte por barco representa cerca de un 10% de los costos de la cadena del GNL.

2.6 Almacenamiento y Regasificación.

Una vez arribado el GNL a su lugar de destino, es necesario almacenarlo y gasificarlo para poder ser distribuido por medio de los gaseoductos locales. A su llegada el GNL es bombeado primero a los tanques de almacén de doble-pared, de similar construcción a los utilizados en la etapa de licuefacción. Posteriormente para su regasificación es bombeado a alta presión a través de diferentes componentes donde es calentado en un ambiente altamente controlado. Este proceso puede llevarse a cabo pasando el GNL por tuberías calentadas por calderas, agua de mar, o tuberías calentadas por agua. El gas vaporizado es regulado en presión y entra al sistema de gasoductos de la compañía de distribución local. Finalmente, consumidores residenciales y comerciales reciben gas natural para su uso diario desde utilidades de gas locales o en forma de electricidad.

Los tanques de almacenamiento del GNL se construyen de doble pared con aislamiento intermedio, con capacidades que van desde los 50.000 metros cúbico hasta los 150.000 metros cúbicos. El diámetro de estos tanques es del orden de los 60 a 70 metros, y se suele emplear un techo de aluminio, resistente a bajas temperaturas.

Mundialmente al 2002, hay 24 terminales de exportación (licuefacción), 40 terminales de importación (regasificación) y 373 transportadores de GNL

(tanqueros), que en conjunto manejan del orden de 120 millones de toneladas métricas de GNL por año.

El impuesto por importar gas natural licuado es un costo variable puesto que depende del volumen importado de gas natural.

En esta etapa se consideran todos los costos incurridos en la descarga de GNL, almacenamiento, vaporización e inyección del gas a la red de transporte. La etapa de regasificación implica costos fijos y variables de operación los cuales se desglosan a continuación.

Tabla 3.1: Estructura de Costos de una Regasificadora

Item	Costo Fijo	Variable
Costos Administrativos	x	
Costos de mantenimiento	x	x
Costo por requerimiento de servicios (agua, electricidad)		x
Costos del proceso de regasificación		x

La etapa final del proceso es el transporte del gas desde la planta de regasificación hacia los usuarios finales. Los costos incurridos en el transporte de gas natural en el corto plazo son más bien variables. El transporte por gaseoducto representa alrededor de un 3% del costo total.

Se puede desglosar de manera aproximada para el año 2014 el precio total del gas natural licuado en Chile en cada una de sus componentes según la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Composición del Costo del GNL por componente.

Componente	Indexado a Henry Hub [US\$/MMBtu]		Indexado Brent [US\$/Bbl]	
	4	6	80	100
Precio FOB ¹⁸	7,6	9,9	8	10
Transporte Marítimo	1	1	1	1
Derecho Internación	0,5	0,7	0,5	0,7
Regasificación ¹⁹	1,85-3	1,85-3	1,85-3	1,85-3
Transporte del GNL regasificado	0,3	0,3	0,3	0,3
Total	11,25-12,4	13,75-14,9	11,65-12,8	13,85-15



Figura 2.10: Composición de costos de cadena de Valor del GNL. Fuente: Elaboración propia.

2.7 Principales Productores y Consumidores de GNL

Se presenta a continuación un esquema con los principales flujos mundiales de GNL.

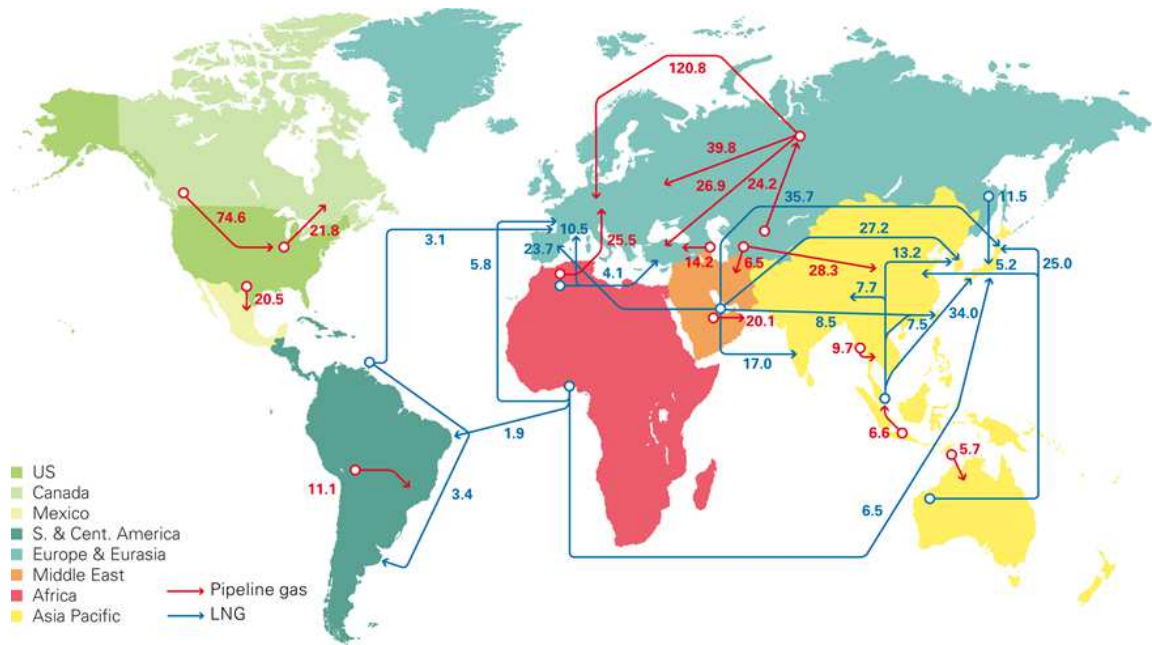


Figura 2.11: Mayores movimientos de GN y GNL durante el 2014.

Los principales importadores de GNL son Japón, China y la UE. A continuación se presenta una tabla con sus respectivos volúmenes de importación al 2014.

Tabla 3.3: Principales Importadores y Volúmenes de Importación. Fuente: British Petroleum Company Statistic Report 2014

Principales Importadores	Cuenca	Cantidad Importada el 2014 (Billones m ³ /día)	Porcentaje de la Demanda Mundial
Japón	Pacífico	120,6	36,18%
Unión Europea	Atlántica	52,1	15,6%
China	Atlántica	27,1	8,1%

Cinco son los países que concentran prácticamente la totalidad de la demanda de GNL a nivel mundial durante el 2014. En la figura siguiente se muestra sus participaciones relativas en volumen de esta fuerza de demanda.

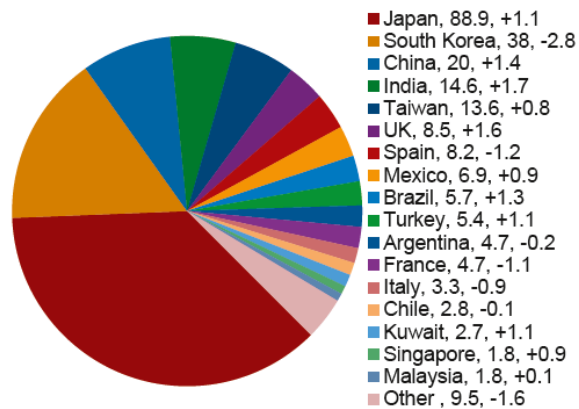


Figura 2.12: Importaciones de GNL durante 2014 por país y el aumento relativo respecto del 2013, unidades en MTPA (Millones de Toneladas por año). Fuente: IGU World GNL Report 2015.

Es inmediato el hecho que Chile no se perfila entre los principales importadores ni potenciales principales importadores de GNL en el largo plazo, lo cual implica que nuestra posición será principalmente tomadora de precios dado nuestro escaso poder de mercado.

Diecinueve países exportaron GNL durante el 2014, esto esta por sobre los 17 registrados durante 2013, Los países de mayor producción de GNL que comercializan en el mercado global son Qatar, Malasya, Australia y Nigeria. Para Chile es de vital relevancia.

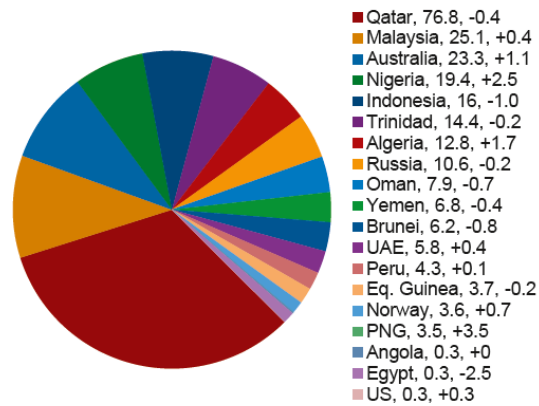


Figura 2.13: Exportaciones de GNL durante 2014 por país y el aumento relativo respecto del 2013, unidades en MTPA (Millones de Toneladas por año). Fuente: IGU World GNL Report 2015.

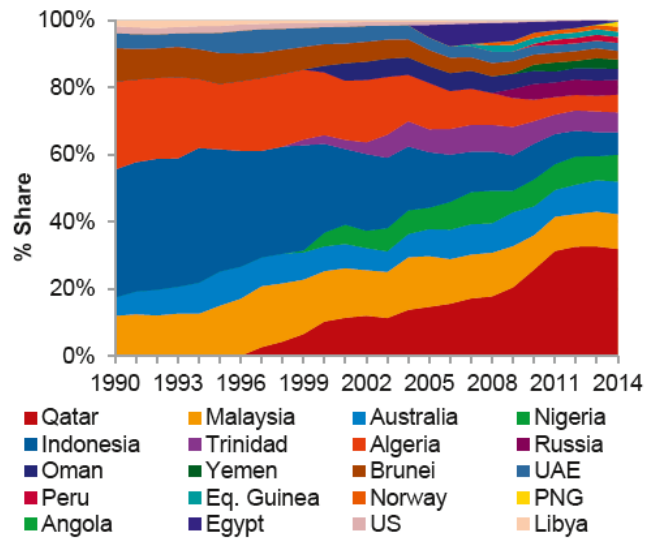


Figura 2.14: Evolución de Exportaciones de GNL durante 1990-2014 por país. Fuente: IGU World GNL Report 2015.

Tabla 3.4: Volúmenes de GNL comercializados durante 2014. Fuente: British Petroleum Company Statistic Report 2014

Trade movements 2014 as liquefied natural gas

To	From																			Total imports				
	US*	Brazil*	Tanzania & Togo	Peru	Norway	Other Europe*	Russian production	Oman	Qatar	United Arab Emirates	Yemen	Algeria	Angola	Egypt	Ecuador/Ghana	Nigeria	Australia	Brunei	Indonesia		Malaysia	Papua New Guinea	South Korea*	
US	-	-	1.2	-	0.2	0.1	-	-	-	-	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.7
Canada	†	-	0.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6
Mexico	†	-	0.4	4.3	0.2	0.2	-	-	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.5	9.3
North America	†	-	2.2	4.3	0.3	0.3	-	-	1.4	-	0.2	-	-	-	-	2.5	-	-	-	-	-	-	-	11.6
Argentina	-	0.1	3.4	-	0.2	1.1	-	-	0.9	-	-	-	-	-	-	0.9	-	-	-	-	-	-	-	6.5
Brazil	0.1	-	1.9	-	1.1	1.7	-	-	0.6	-	-	0.1	0.1	-	0.5	1.9	-	-	-	-	-	-	-	7.9
Chile	-	-	3.7	-	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	3.8
Other S. & Cent. America	-	-	2.6	-	0.1	0.1	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	0.2	-	-	-	-	-	-	-	3.0
S. & Cent. America	0.1	0.1	11.5	-	1.3	2.9	-	-	1.7	-	-	0.1	0.1	-	0.5	3.0	-	-	-	-	-	-	-	21.4
Belgium	-	-	-	-	-	-	-	-	2.9	-	-	†	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.9
France	-	-	0.1	0.1	0.2	0.1	-	-	1.0	-	-	4.4	-	-	0.1	1.2	-	-	-	-	-	-	-	7.1
Italy	-	-	0.1	-	-	0.1	-	-	4.3	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.5
Spain	-	-	2.0	1.2	1.2	0.2	-	0.2	3.0	-	-	4.9	-	-	-	2.7	-	-	-	-	-	-	-	15.5
Turkey	-	-	0.1	-	0.3	0.2	-	-	1.1	-	-	4.1	-	-	-	1.5	-	-	-	-	-	-	-	7.3
United Kingdom	-	-	0.4	-	-	-	-	-	10.4	-	-	0.5	-	-	-	†	-	-	-	-	-	-	-	11.3
Other Europe & Eurasia	-	-	0.5	-	1.0	0.2	-	-	0.9	-	-	0.6	-	-	-	0.4	-	-	-	-	-	-	-	3.5
Europe and Eurasia	-	-	3.1	1.3	2.7	0.8	-	-	0.2	23.6	-	14.6	-	-	0.1	5.8	-	-	-	-	-	-	-	52.1
Middle East	-	-	1.2	-	-	0.4	-	-	0.1	2.3	-	0.4	-	-	-	0.7	0.1	-	-	-	-	0.3	-	5.4
China	-	-	0.2	-	0.2	0.3	0.2	-	0.2	9.2	-	1.4	0.3	0.2	0.2	1.0	0.6	5.2	0.2	3.5	4.1	0.4	0.1	27.1
India	-	-	0.1	-	0.1	0.3	-	-	0.1	16.2	0.1	0.6	0.2	-	-	1.2	-	-	-	-	0.1	-	-	18.9
Japan	0.3	-	0.2	0.1	0.5	1.3	11.5	-	4.7	21.9	7.7	1.3	1.0	0.1	0.1	1.2	6.5	25.0	5.9	7.8	20.3	3.0	-	120.6
Malaysia	-	-	-	-	0.1	0.2	-	-	0.1	-	-	0.4	0.5	-	0.1	-	-	0.1	0.4	-	0.2	-	-	2.4
Singapore	-	-	0.4	-	-	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	1.9	-	-	-	-	0.1	-	-	-	2.6
South Korea	-	-	0.2	-	0.1	1.5	2.6	-	5.1	17.7	0.1	4.2	0.5	0.1	0.1	4.4	1.2	1.0	7.1	5.1	-	-	-	51.1
Taiwan	-	-	0.1	-	-	0.1	0.1	0.2	8.0	-	0.3	0.1	-	-	0.2	0.2	0.1	0.8	2.8	3.9	1.3	-	-	18.1
Thailand	-	-	0.1	-	-	0.1	-	0.1	1.3	-	0.1	-	-	-	-	0.2	-	-	-	0.1	-	-	-	1.9
Asia Pacific	0.3	-	1.2	0.1	0.9	3.8	14.5	10.4	74.4	8.0	8.3	2.6	0.4	0.4	4.4	13.3	31.6	8.3	21.4	33.7	4.7	0.2	-	242.7
Total exports	0.4	0.1	19.3	5.7	5.3	8.2	14.5	10.6	103.4	8.0	8.9	17.3	0.5	0.4	5.0	25.3	31.6	8.3	21.7	33.9	4.7	0.2	-	333.3

† Less than 0.05.
* Includes re-exports.

Source: Includes data from GIIGNL, IHS Waterborne, PIRA Energy Group, Poten, Wood Mackenzie.

2.8 Crisis del Gas Argentino

La llamada “era del gas” entre los años 1995 y 2004 se originó principalmente por el conveniente precio ofrecido por el gas natural argentino. Dicho precio rondaba los 1,5 US\$MBtu, mientras que en el Henry Hub, por excelencia el punto de referencia para el precio de este recurso, promediaba los 3 US\$/MBtu. A este incentivo se sumó la excesiva confianza en la probidad Argentina. Tal era esta confianza que se desató una, ahora insensata, competencia por la construcción de gaseoductos. Una confianza que dio al negocio del transporte de gas un dulce sabor al paladar de los inversionistas. Una confianza que terminó por justificar la construcción de dos gaseoductos en el norte (Norandino y Gasatacama), y nada menos que 4 gaseoductos entre Argentina y Chile en total (Gasandes y Del Pacifico en adición a los dos anteriores).

La inversión en centrales generadoras hidráulicas y a carbón perdieron atractivo frente a la generación a gas natural. De hecho, el único proyecto hídrico importante de la época fue la central Ralco. Todo apuntaba claramente hacia una “gasificación del parque generador Chileno”. Se instalaron nuevas centrales de

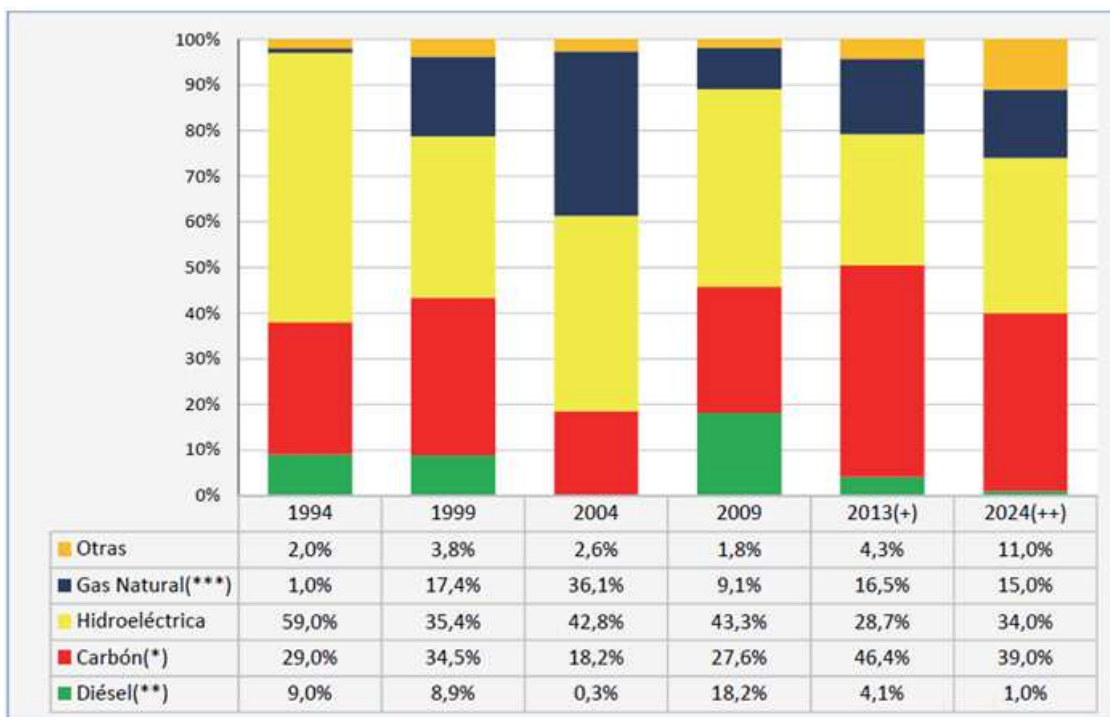
ciclo combinado sumando 3500 MW. Otras dos centrales de ciclos combinados avanzaron hasta la etapa de ciclo abierto, sumando 480 MW extras. Por último dos potenciales centrales, sumando 760 MW, alcanzaron niveles avanzados de maduración en el proceso de decisión de inversión en las empresas.

Pero esta inercia a la gasificación del parque generador no era solamente una iniciativa privada. De hecho la CNE mostraba una clara preferencia en la expansión de la generación hacia el gas natural, como se corrobora en el plan de obras de Octubre de 2006 para el SIC (Tabla 3).

Tabla 3.5: Plan de obras de la CNE a Octubre de 2003

Fecha de entrada		Obras Recomendadas	Potencia
Mes	Año		
Julio	2006	Central a gas ciclo combinado 1 (VI Región)	358.7MW
Julio	2007	Central a gas ciclo combinado 2 (VIII Región)	385.10 MW
Octubre	2008	Línea de Interconexión SIC-SING Polpaico 220kV	600 MW
Enero	2009	Central Geotérmica en Calabozo 220kV Etapa 1	100 MW
Enero	2010	Central Geotérmica en Calabozo 220kV Etapa 2	100 MW
Abril	2010	Línea de Interconexión SIC-SADI centro 2x220	400 MW
Enero	2011	Central Geotérmica en Calabozo 220kV Etapa 3	100 MW
Abril	2011	Central a gas ciclo combinado 3 (VIII Región)	385.10 MW
Octubre	2011	Central a gas ciclo combinado 4 (VIII Región)	381.00 MW
Octubre	2012	Central a gas ciclo combinado 5 (VIII Región)	381.00 MW
Abril	2013	Central Hidroeléctrica Neltume	400 MW
Octubre	2013	Central a gas ciclo combinado 6 (VIII Región)	379.40 MW
Enero	2015	Central a gas ciclo combinado 7 (VIII Región)	379.40 MW

La gráfica siguiente muestra la penetración del gas natural en el parque generador chileno entre los años 1994 y 2013, y una proyección de la penetración del gas desde entonces al 2024, previo a la crisis del gas, clara señal de la gasificación en generación.



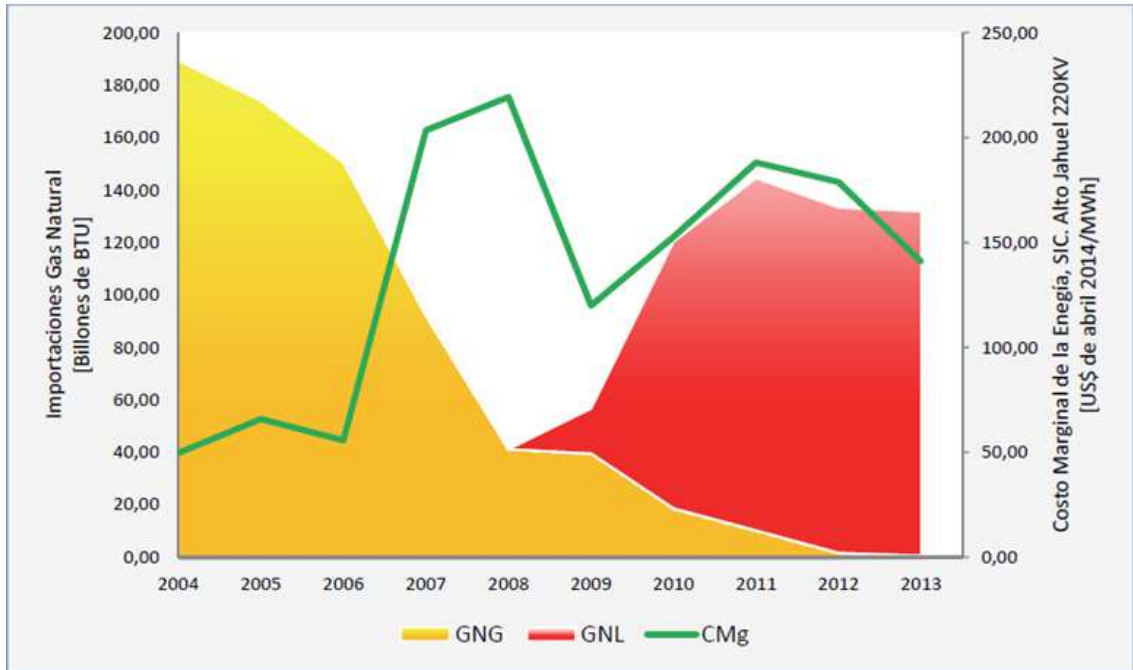
Notas: (*) Incluye Carbón y Petcoke; (**) Considera Diésel y Fuel Oil; (***) Considera Gas Natural Gaseoso (GNG) y Gas Natural Licuado (GNL); (+) Incluye sólo al SIC y al SING; (++) Proyección, considera sólo al SIC y SING.

Fuentes: 1994, Jadresic (2000); 1999 a 2009, Ministerio de Energía; 2013 y 2024, Comisión Nacional de Energía.

Figura 2.15: Participación del GN en la matriz eléctrica Nacional pre y post crisis.

El consumo interno de Gas Natural en Chile creció ostensiblemente, dada esta política gasificadora en generación, tal que al 2004 el consumo paso de ser casi inexistente a promediar la más que considerable suma de 22 MM m³/día (Gráfico 12).

Pero no solo las inversiones, el parque generador y el norte empresarial se revolucionaron durante la “era del gas”. Las reducciones en los costos de producción de energía se traspasaron, como era de esperarse, a los consumidores produciéndose una reducción desde un promedio de US\$ 60/MWh, como precio libre, a US\$ 30/MWh el 2003 (gráfico 13).



Notas: Para la conversión se considera una equivalencia de 36.876 BTU por m³ de GNG y 49.258 BTU por Kg de GNL.
Fuente: Costos Marginales, 2004 – 2005, CDEC-SIC; 2006-2013, Systep. Importaciones de GN, CNE.

Figura 2.16: Alza el CMg de la energía post crisis.

Lo más importante es percatarse que las señales de precios orientaron una completa revolución en el comportamiento empresarial y de clientes. La poca sinceración de los precios del gas argentino terminaron por mal direccional los comportamientos populares, con las consecuencias que ya todos conocemos.

El 31 de marzo del 2004, el gobierno argentino publica la resolución 27 anunciando restricciones a las exportaciones del gas, en atención al abastecimiento del consumo interno. Esto provocó una verdadera crisis del gas argentino. Tanto es así que la descripción de los efectos y comportamiento manifestados en la “era del gas” cambiaron en 180 grados. Alrededor de mayo del 2005 el recorte de suministro superó incluso el promedio de consumo de gas

Con esto se agregó una nueva componente de incertidumbre a la generación. A la volatilidad del recurso hídrico y de los precios del carbón y petróleo, se suma la incerteza en nada menos que el abastecimiento previamente pactado entre privados chilenos y argentinos. Esta incertidumbre claramente encarece el precio

del gas natural argentino, ya que aun cuando se mantienen los precios previa y libremente pactados entre privados, el suministro no se respeta, con lo cual al costo básico del gas debe sumarse el costo derivado de las inmensas pérdidas productivas en industrias de toda índole.

El revuelo ocasionado por las inversiones previamente realizadas, y el desabastecimiento, ha llevado a la consideración en nuevas alternativas de generación. Dos propuestas que suenan fuertemente a corto y mediano plazo son la generación con carbón y con GNL. Lo anterior queda claramente graficado en un posterior plan de obras de la CNE, después de iniciada la crisis del gas (Tabla 5).

Tabla 3.6: Plan de Obras del CNE a Después de Iniciada la Crisis.

Fecha de entrada		Obras Recomendadas	Potencia
Mes	Año		
Abril	2006	Hidráulica Pasada :Rehabilitación Copo-Pangal	25 MW
Septiembre	2006	Subestación Nueva Temuco 220 kV	-
Septiembre	2006	Reclamamiento Nueva Temuco-Puerto Montt	-
Abril	2007	Central Roca Caudal Ecológica	32 MW
Abril	2007	Central Hidráulica Quillaco	70 MW
Abril	2007	Central Ciclo Abierta Campanario	125 MW
Abril	2007	Ciclo Combinado OIL Quintero I (Cp. Ciclo Abierta Diesel)	240 MW
Septiembre	2007	Ampliación Ilahue-Ban Fernando 154 kV	198 MVA
Diciembre	2007	Central Hidráulica Hornillos	55 MW
Diciembre	2007	Ciclo Ciclo Combinado OIL Quintero I (Cp. Diesel capacidad 1m3)	350 MW
Enero	2008	Central Hidráulica La Higuera	155 MW
Junio	2008	Aumento de capacidad A Jahuel-Palpalca 220 kV a 500 kV	390 MVA
Junio	2008	Línea Ancos-Rodeo-Palpalca 500 kV Final:	1400 MVA
Septiembre	2008	Nueva Línea Chorrón-Nueva Temuco 220 kV	2x500 MVA
Diciembre	2008	Aumento de Capacidad C* Baula-Palpalca 220 kV	300 MVA
Diciembre	2008	Ampliación Línea Pan de Azúcar-Los Vilos-Quillaco 220 kV	166 MVA
Septiembre	2008	Aumento de Capacidad C Hema-Aila Jahuel 220 kV	260 MVA
Enero	2009	Transformación 154-220 Sistema 154 kV Ilahue-Aila Jahuel	2x400 MVA
Enero	2009	Central Hidráulica Confluencia	145 MW
Abril	2009	Aumento de Capacidad C* Baula-Palpalca 220 kV	300 MVA
Abril	2009	Ciclo Combinado OIL Quintero I Fuego Adicional (cap. 1m3)	385 MW
Abril	2009	Central Carbón Pan de Azúcar I	400 MW
Junio	2009	Central Ciclo Combinado OIL Concepción I	385 MW
Enero	2010	Turbina OIL Quintero I	125 MW
Abril	2010	Nueva Línea Cardones - Mallencillo 220 kV	200 MVA
Junio	2010	Central Ciclo Combinado OIL Quintero II	385 MW
Septiembre	2010	Central Carbón Coronel I	400 MW
Diciembre	2010	Central Geotérmica en Calabaza 220kV Etapa 1	100 MW
Enero	2011	Turbina OIL Huipén I	125 MW
Julio	2011	Nueva Línea P. Azúcar - Mallencillo 220kV	235 MVA
Julio	2011	Ampliación Línea Pan de Azúcar-Los Vilos-Quillaco 220 kV	220 MVA
Diciembre	2011	Central Geotérmica en Calabaza 220kV Etapa 2	100 MW
Diciembre	2011	Central Carbón Mallencillo I	400 MW
Enero	2012	Turbina OIL Quintero II	125 MW
Diciembre	2012	Central Geotérmica en Calabaza 220kV Etapa 3	100 MW
Diciembre	2012	Central Hidráulica Bellume	403 MW
Enero	2013	Turbina OIL Quintero III	125 MW
Julio	2013	Central Carbón Coronel II	400 MW
Enero	2014	Turbina OIL Huipén II	125 MW
Junio	2014	Central Carbón Coronel III	400 MW
Enero	2015	Turbina OIL Huipén III	125 MW
Junio	2015	Central Carbón Valdivia	400 MW

Capítulo 3: Desarrollo de la Industria del GNL en Chile

3.1 Infraestructura del GNL en Chile

3.1.1 Terminal GNL Quintero

Propietarios

El modelo de negocio adoptado por el terminal de GNL Quintero, considera la constitución de dos sociedades independientes, GNL Quintero y GNL Chile. El objeto de la sociedad GNLQ es la explotación de los activos físicos del terminal y el de la sociedad GNLC desarrollar la gestión comercial del GNL en forma integral (administrar y gestionar la capacidad de almacenamiento y regasificación del terminal entre su pool de clientes⁹). El socio mayoritario en GNLQ es la sociedad Terminal de Valparaíso S.A.¹⁰ con un 40% de participación societaria y donde ENAP, Metrogas y Endesa tienen un 20% de participación societaria cada uno. En GNLC las tres empresas nacionales (ENAP, ENDESA y METROGAS) tienen un tercio cada una.

Capacidad de Descarga

El terminal funciona básicamente en dos estados operativos: descarga de GNL y en espera. Durante el estado operativo de descarga, el GNL es transferido a los estanques de almacenamiento ubicados en tierra. Durante el estado operativo en espera, se recircula GNL por las instalaciones de descarga, a fin de que éstas se mantengan a baja temperatura hasta la llegada del próximo barco.

La descarga del GNL se efectúa mediante las bombas de los barcos, a una tasa promedio de 10.000 a 12.000 m³/hr. Hasta la fecha se han recibido buques de

⁹ Actualmente coincidente con sus accionistas; ENAP, ENDESA y METROGAS

¹⁰ Terminal de Valparaíso S.A.; corresponde a una sociedad anónima conformada por dos empresas de energía a nivel mundial, Enagas (51%) y Oman Oil (49%). Información a Julio de 2015.

tipo membrana y esférico, con capacidades entre 145.000 y 175.000 m³ de GNL. El tiempo de descarga de un barco tipo es del orden de 12 a 15 horas. La distancia desde la plataforma de descarga a los estanques de GNL es de aproximadamente 2.000 m.

Capacidades Nominales de Almacenamiento y Regasificación

En la Actualidad el terminal cuenta con una capacidad Total de regasificación de 15 MMm³/día de GN, Sin embargo, inicialmente opero bajo el modelo de “gas temprano”, con una capacidad de regasificación aproximada de 5 MMm³/día, ñla cual aumento a 10 MMm³/día durante el año 2011, una vez que la infraestructura comenzó a operar en pleno.

El Terminal GNL Quintero está compuesto principalmente, por un muelle con capacidad para descargar buques de 120.000 a 265.000 m³ de capacidad y de tres estanques en tierra de alta seguridad, con una capacidad total de almacenamiento de **334 mil m³ de GNL**. Uno de ellos es de 14 mil m³ y dos principales de 160 mil m³ cada uno. El muelle posee además 5 brazos que permite una descarga de GNL de hasta 12.000 m³/hora con un tiempo promedio de estadia de la nave de 24 horas (sujeto a las condiciones climáticas del día), los cuales no se encontrarían habilitados para desempeñar dicha función simultáneamente, respecto de dos o más naves. Por otra parte, se observa que a futuro, el terminal estaría analizando la opción de adaptar el muelle para permitir la carga de buques con GNL.

El GNL es almacenado a la presión atmosférica y a -160° Celsius. Los estanques son sellados y tienen dos compartimientos. El principal es de acero níquel y aluminio y fue diseñado para contener el GNL a bajas temperaturas. El secundario, de concreto fue concebido para asegurar que cualquier eventual filtración sea contenida y aislada.

Respecto a la capacidad de Regasificación, actualmente el terminal posee 4 vaporizadores, cada uno con una capacidad aproximada de 5 MMm³/día. El Terminal cuenta con tres de panel abiertos (en adelante ORV: Open Rack

Vaporizers¹¹), que funcionan en régimen permanente calefaccionados por agua de mar y uno de combustión sumergida (en adelante SCV: Submerged Combustion Vaporizer¹²), que funciona como respaldo. De esta forma, el Terminal cuenta con una capacidad máxima de vaporización de aproximadamente 9,7 MMmcsd.

Patio de Carga Camiones

Adicionalmente, el Terminal de GNL Quintero cuenta con un patio de carga de camiones que tiene dos islas de carguío, para la entrega de GNL. El carguío de cada camión dura aproximadamente 2 horas, incluyendo la carga misma y los tiempos de controles, inspecciones y documentación. El patio tiene una capacidad de carga de 1.200 m³/día de GNL, que equivale aproximadamente a 0,72 MMmcsd de gas natural equivalente.

Capacidades de Expansión

La capacidad de regasificación del Terminal GNLQ puede ampliarse en 15 MMmcsd, instalando dos unidades de vaporización adicionales, a un costo estimado de entre US\$ 40 y 50 millones. Para alcanzar la capacidad de gasificación de diseño del terminal, que es de 19,4 MMmcsd y con una capacidad de respaldo de 10 MMm³/día, se requiere la instalación de un tercer estanque de almacenamiento de 160.000 m³, llegando de esta forma a una capacidad máxima de almacenamiento de 480.000 m³ de GNL, esto sería reemplazando el estanque de menor tamaño por uno de 160.000 m³. La inversión en este caso bordearía los US\$ 250 millones.

En el caso del patio de carga de camiones de GNL, esta puede ampliarse hasta 2.500 m³ por día.

¹¹ Esta clase de vaporizadores utilizan el agua de mar como fuente de calor, con el objeto de transformar el GNL de estado líquido a estado gaseoso.

¹² A diferencia de los vaporizadores de panel abierto, estos se caracterizan porque el GNL es calentado a través de haces de tubos que se sumergen en un baño de agua calentada producto de combustión procedente de quemadores de GN disipados.

Capacidades y Flujos Asociados a Clientes Actuales y Potenciales

En el Terminal de GNL Quintero se han recibido los siguientes volúmenes de gas natural equivalente:

Tabla 4.1: Volúmenes de recepción de GNL Quintero.

Año	Recepción (Millones de MMbtu)	Recepción (MMmcs/año de 9300 Kcal/m ³)
2009	19,8	558,0
2010	85,5	2.384,0
2011 (estimado)	113,3	3.045,6

La distribución por cliente fue la siguiente:

Cliente	Año 2009 (MMmcs/año)	Año 2010 (MMmcs/año)
Metrogas	145	795
Endesa	254	1.041
Enap	159	548
Total	558	2.384

De esta forma en el 2010, GNLQ opero al 64,9% de su capacidad máxima teórica de gasificación y en el 2011 lo hará al 86%. Endesa en el año 2009 empleó 254 MMmcs/año de gas natural en sus turbinas de ciclo combinado ubicados en Quillota, V Región. En el año 2010 el consumo de gas natural fue de 1.041,9 MMmcs/año, incluyendo 67 MMmcs/año de las turbinas a gas ubicadas en Quintero, V Región.¹³

En el caso de Metrogas, en el año 2010, éste comercializó 795 MMmcs/año de gas natural proveniente de GNL. Un 63% de este volumen fue entregado al mercado eléctrico e industrial y el resto al mercado comercial y residencial. En el año 2009, el volumen comercializado de gas natural fue de 145 MMmcs/año.¹⁴

¹³ Memorias de Endesa 2009 y 2010

¹⁴ Memorias Metrogas 2009 y 2010

ENAP vendió en el 2010, 340 MMmcs/año,¹⁵ a GasValpo en la V Región y a Colbún.

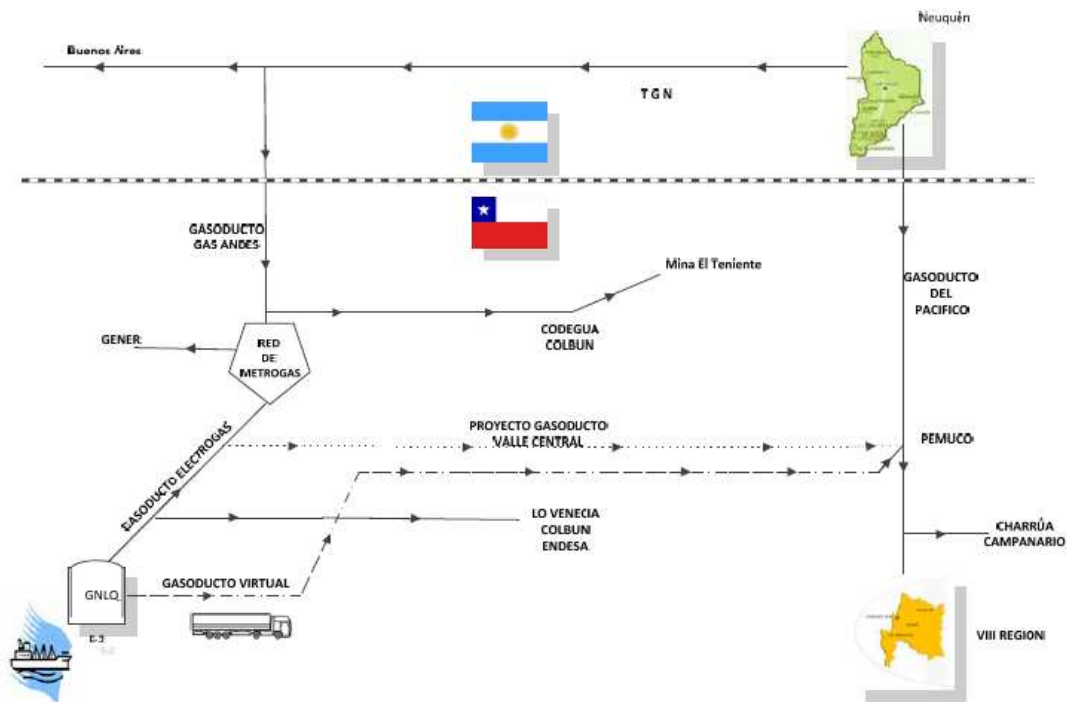


Figura 4.1: Red de Gasoductos Zona Centro – Sur.

El gasoducto del Pacífico por su parte, que conecta directamente la Cuenca de Neuquén con la VIII Región, transporta diariamente un volumen de gas natural cercano a 0,2 MMmcs de gas argentino, para el abastecimiento del consumo residencial de la Región, a través de la distribuidora Innergy. Además transporta un volumen de 0,5 MMmcsd de GNL regasificado para su uso en la Refinería BíoBío, desde la localidad de Pemuco a la ciudad de Talcahuano. El GNL que se vaporiza en Pemuco, es transportado en camiones refrigerados desde el Terminal de GNLQ. La capacidad de diseño del gasoducto hasta Talcahuano es de una capacidad de transporte de 9,0 MMmcsd.

¹⁵ Memoria ENAP 2010

La planta de regasificación de GNL de Pemuco, cuenta con cuatro estaciones de descarga, conectadas a cuatro estanques de 200 m³ de GNL y dos baterías con 10 vaporizadores cada una. Estos estanques, funcionan alternadamente, para luego de regasificar el gas natural, inyectarlo directamente al Gasoducto del Pacífico. La flota inicial de camiones de GNL a utilizar es de 25 unidades de 40 m³ de capacidad de GNL cada uno, que recorren del orden de 1.200 km ida y vuelta.

De esta forma las redes de gasoductos existentes en la zona centro sur, no presentan ningún obstáculo para el desarrollo del GNL, todo lo contrario son un aliado importante, tanto por la capacidad disponible como por el interés en transportar para rentabilizar su negocio.

EL GNL regasificado en terminal es inyectado desde el terminal de GNL Quintero al gaseoducto de la Empresa Electrogas S.A. (lateral "Quintero-Quillota")¹⁶, dentro del cual la operadora de la infraestructura, GNLQ, tendría una capacidad contratada de 1 MMm³/día para transporte de GN.

3.1.2 Terminal GNL Mejillones

En la zona norte de Chile, en la localidad de Mejillones, está ubicado el Terminal de GNL Mejillones, GNLM. Las principales características de este terminal son las siguientes.

Propietarios

Las propietarias del Terminal GNLM son GDF Suez con una participación accionaria de un 63% y CODELCO con una participación del 37% de la sociedad.

Capacidad de Descarga

El proyecto de Terminal de GNL fue concebido desarrollarlo en dos etapas. En la Etapa 1, el Terminal opera utilizando una unidad flotante de almacenamiento de

¹⁶ La composición accionaria de Electrogas está compuesta por: ENDESA (42,5%), Colbun (42,5%) y ENAP (15%)

GNL (en adelante “FSU”), un muelle y una planta de gasificación en tierra. En la Etapa 2, que está considerado desarrollarla a contar del año 2013, iniciaría la operación del almacenamiento de GNL en tierra, con la puesta en marcha del estanque que se encuentra actualmente en etapa de construcción.

Etapa 1

El Terminal de GNL funciona también en este caso, básicamente en dos estados operativos: normal y descarga de GNL. Durante el estado operativo normal, el GNL que está almacenado en el estanque de GNL de la FSU, es enviado a la Planta de Regasificación ubicada en tierra. Durante el estado operativo de descarga de GNL, un barco transportador arribado al Terminal transfiere su cargamento a la FSU. La descarga del GNL del barco transportador a la FSU, se efectúa mediante las bombas del barco, a una tasa promedio de entre 3.500 y 4.000 m³/h, lo que hace que la descarga de un barco tipo dure entre 36 y 48 horas. Para la descarga del GNL desde la FSU y su envío a la planta de regasificación, ubicada a aproximadamente 1.100 metros de distancia, la FSU utiliza sus propias bombas, que cuentan con capacidad suficiente para impulsar el GNL hasta la cota +25 m.

Etapa 2

Durante la Etapa 2, el Terminal también funcionará según éstos mismos estados operativos, normal y descarga y de una forma similar a la descrita para el Terminal de Quintero. La descarga del GNL se efectuará mediante las bombas de descarga del barco transportador, a una tasa promedio de 8.000 a 8.500 m³/hr hasta los estanques de GNL en tierra.

Capacidades Nominales de Almacenamiento y Regasificación

Etapa 1

La capacidad de almacenamiento de la unidad FSU es de Aprox. 162.000 m³, que corresponde al barco metanero BW Gdf Suez. La Planta de Regasificación

en tierra tiene una capacidad de 5,5 MMmcsd. Opera con dos equipos vaporizadores del tipo SCV y un tercero de respaldo.

Etapa 2

En ésta etapa el almacenamiento se realizará en el estanque actualmente en construcción de 175.000 m³ de capacidad. Será del tipo contención total. Para el envío a la planta de regasificación se utilizarán tres bombas sumergidas en el líquido criogénico, dos en operación normal y una de respaldo. La capacidad de las bombas será la adecuada para soportar la tasa de gasificación, 5,5 MMmcsd. La planta de regasificación es la misma descrita para la Etapa 1.

Patio de Carga de Camiones

El Terminal de GNLM no considera hasta el momento la construcción de un patio de carga de camiones para la entrega de GNL.

Capacidades de Expansión

El Terminal de GNLM en la actualidad no contempla futuras expansiones del terminal de gasificación. Futuras ampliaciones de la capacidad dependerán del comportamiento de la demanda de gas natural en el futuro en la zona norte.

Capacidades y Flujos Asociados a Clientes Actuales y Potenciales.

Desde Abril del año 2010, GNLM entrega en forma continua más de 2 MMmcsd de gas natural, a las empresas mineras CODELCO, BHP/Escondida, Collahuasi y El Abra, en conformidad a los contratos suscritos, y que finalmente posibilitaron la existencia de este Proyecto. Las mineras antes mencionadas tienen contratos de maquila con las empresas generadoras E-CL y GasAtacama, por el equivalente a una capacidad instalada de generación eléctrica de 400 MW de energía por un periodo de tres años. No fue posible para esta Consultora conocer más detalles sobre la relación contractual entre las mineras y las generadoras. GNLM a su vez entrega gas natural a la distribuidora Distrinor, quien lo distribuye mayoritariamente en el sector minero e industrial de la zona norte de Chile.

También realiza ventas de gas natural Spot a la Central Taltal de ENDESA, ubicada en la II Región

Durante el año 2010, GNLM entregó a CODELCO y El Abra 294 MMmcs/año de gas natural, siendo la generación eléctrica equivalente de 238 MW.¹⁷ Las entregas a Minera BHP/Escondida y Collahuasi en el mismo período fueron 280 MMmcs/año.¹⁸

Electroandina y Edelnor formaron parte de la cartera de clientes de GNLM en el año 2010, con acuerdos de venta hasta por 105 MMmcs en total en dicho año.

Hoy en día GNLM está negociando la incorporación de nuevos clientes, siendo posible que se incorporen a los existentes, entre otros, GasAtacama, E-CL y otra empresa minera de importancia en la zona.

En las regiones I, II y III, el desarrollo del mercado residencial, comercial e industrial está aún en una etapa preliminar. En la actualidad en la II Región se abastecen de gas natural a través de Distrinor solamente, Soquimich, Chuquicamata, Radomiro Tomic, Sociedad Chilena del Litio, Molycop, Cooperativa San Pedro y Lipigas en la ciudad de Calama. Todas ellas consumieron en el 2010, 72.016 m³/día¹⁹ de gas natural en promedio. La posibilidad de disponer de una fuente confiable de gas natural, a través de GNLM, abre interesantes posibilidades de desarrollo en esta área, a través de camiones en una primera etapa. Con este objeto Suez creó una nueva filial para impulsar este mercado, Solgas.

Descripción y Capacidad de las Redes de Transporte de Gas

Como se mencionó anteriormente, para poder entregar el gas natural a los distintos clientes, se requiere de una infraestructura de gasoductos interconectada con el terminal de GNL. En el caso de la zona norte de Chile, los gasoductos, Norandino y GasAtacama están conectados a GNLM, a través de un

¹⁷ Memoria E-CL 2010

¹⁸ Fuente: CNE

¹⁹ Memoria E-CL 2010

gasoducto de 8 Kms. Ambos gasoductos transportan en la actualidad un volumen de gas natural cercano a 1,0 MMmcsd cada uno, lo que representa una utilización del sistema de transporte en el entorno del 15% de su capacidad de diseño, siendo ésta de 7,1 y 8,5 MMmcsd, respectivamente. El gasoducto Norandino transporta el gas natural para la Central Térmica Mejillones y la Central Térmica Tocopilla, de propiedad de E-CL y además entrega gas natural a su vez a la operación minera de la División Chuquicamata de CODELCO y otros clientes industriales y mineros a través de Distrinor. El gasoducto de GasAtacama abastece la Central Térmica Atacama, ubicada en Mejillones y la Central Térmica Taltal de propiedad de Endesa.

3.2 Modelos de Negocios de Terminales de GNL en Chile

3.2.1 Descripción Modelo de Negocios GNLQ-GNLC

El modelo de negocio adoptado por el terminal de Quintero, considera dos sociedades independientes, GNL Quintero y GNL Chile. El objeto de la sociedad GNLQ es la explotación de los activos físicos del terminal y el de la sociedad GNLC el desarrollar la gestión comercial en forma integral. El detalle de ambas sociedades es el siguiente:

- GNL Chile S.A., es una sociedad anónima constituida el 16 de noviembre del año 2005, y cuyo objeto es la importación de GNL y venta de gas natural. Para ello, compra e importa GNL, y ha contratado la capacidad de recepción, almacenamiento y regasificación del GNL con GNLQ. Finalmente, GNLC se encarga del suministro del gas natural a sus clientes. Los accionistas de GNLC son en partes iguales, ENAP, Endesa y Metrogas S.A.
- GNL Quintero S.A., es una sociedad anónima constituida el 9 de marzo del año 2007, y cuyo objeto es la explotación de un terminal de regasificación de GNL en la Bahía de Quintero. GNLQ es propietaria del Terminal y responsable de su operación y mantención, lo que efectúa con personal propio. Los accionistas de GNLQ son BG International Limited

(40%) (en adelante BG), ENAP, Endesa y Metrogas (con un 20% de participación cada uno).

Los clientes actuales de GNLC son ENAP, Metrogas y Endesa, los cuales tienen suscritos contratos de compra de gas natural. Los fundamentos del modelo de negocio se grafican en la figura a continuación:

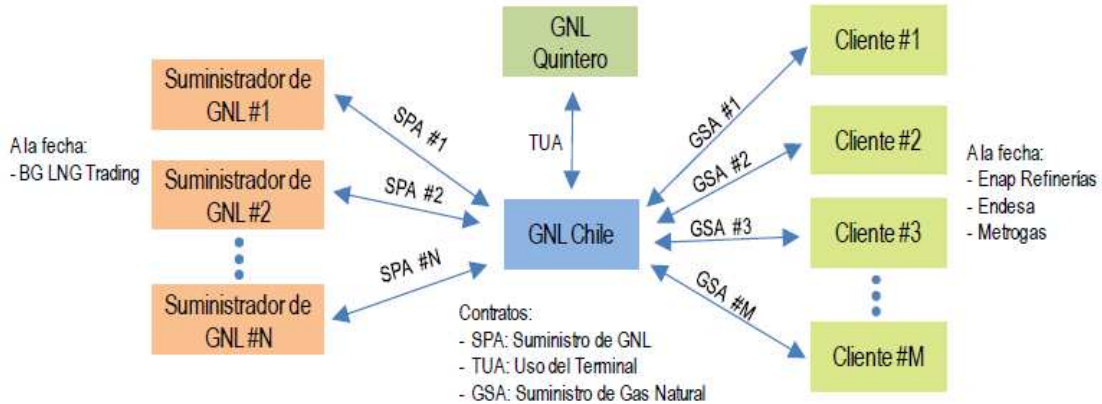


Figura 4.2: Modelo de Negocios de GNLQ-GNLC. Fuente: GNL Chile S.A.-
terms of reference: Request for proposals new gas sales agreement, 2015.

En la Figura 14 se muestra la estructura del negocio del GNL regasificado en la zona central, sus principales contratos de servicios y suministro y la cadena de negocio de cada cliente. Se muestran además los flujos de servicios intercambiados y sus tarifas, al nivel de la información disponible.

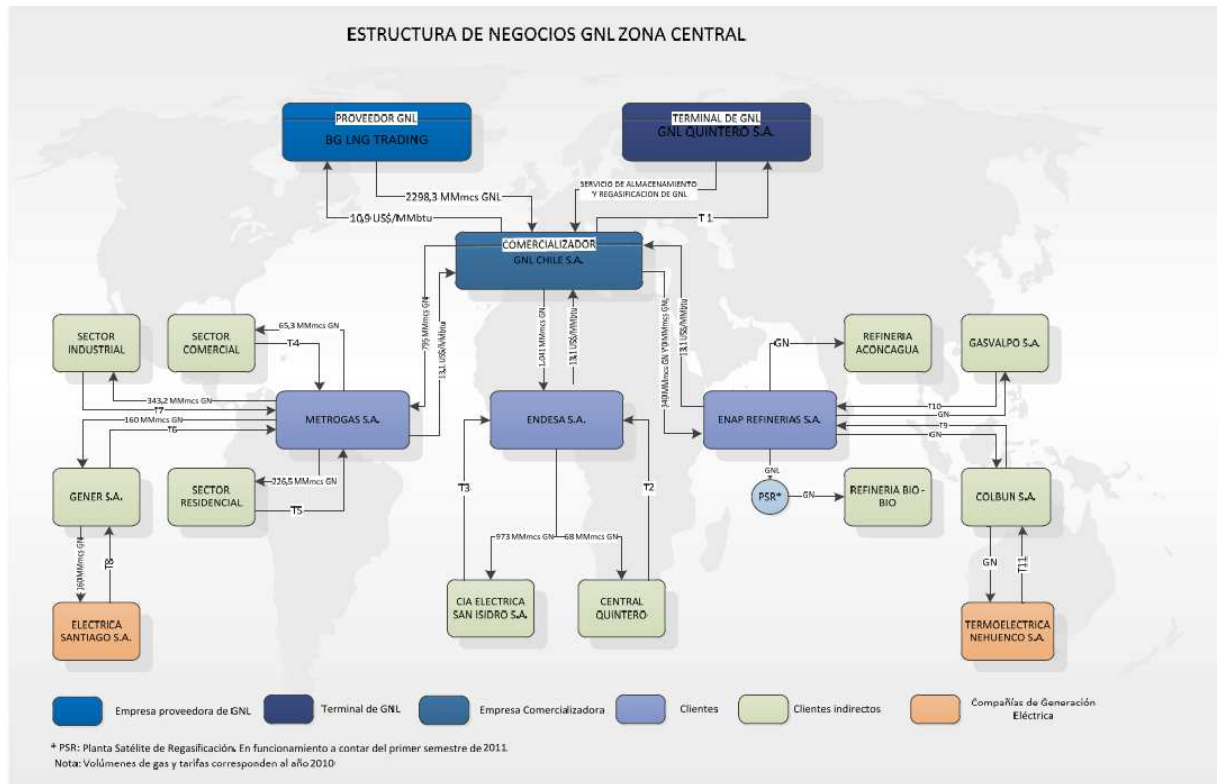


Figura 4.3: Estructura de Negocio GNLQ-GNLC

3.2.1.1 Descripción de los contratos Asociados al Modelo de Negocios

En esta sección se realiza una descripción de los principales contratos asociados al modelo de negocios.

Contrato de Arriendo del terminal

Para cumplir su cometido GNLC suscribió con GNLQ un contrato de uso exclusivo, Terminal User Agreement (en adelante TUA), por el 100% de la capacidad y servicios de descarga, almacenamiento y regasificación actual del terminal, por un periodo inicial de 20 años y bajo la modalidad Take or Pay. La capacidad de regasificación actual es de 9,7 MMmcsd. La tarifa de arriendo tiene una componente fija, correspondiente a la recuperación del capital, y una componente variable correspondiente a costos de operación y mantenimiento, impuestos y transporte del gas por el gasoducto de empalme al de Electrogas en Quillota. No se dispone del valor contractual de estas tarifas, pero una primera

estimación para un terminal de regasificación de características similares al de GNLQ, resulta en una tarifa fija anual del orden de US\$ 29-35 millones, más costos variables de operación de unos 0,07-0,1 US\$/MMbtu, cifra que varía según el precio de la electricidad. Lo anterior entrega un valor referencial de los costos asociados a la comercialización y al terminal en el 2011 de 1,5 US\$/MMbtu para un factor de uso del 100% de la capacidad. El costo anual para este último caso alcanzaría los US\$ 65 millones para los tres socios.

Durante 2013, GNLQ inauguró el servicio de patio de carga de camiones, el cual tiene una capacidad de entrega 1,2 Mm³/día de GNL. La totalidad de esta capacidad también está arrendada a GNLC, a través del TUA, en un contrato a 20 años. A su vez GNLC la subarrendó casi en su totalidad a ENAP y en menor medida a Metrogas, por el mismo plazo, con un contrato Take or Pay

Estos clientes, además de pagar la tarifa fija del Terminal por 20 años, se les incluye un pago adicional que corresponde a los costos de capital de la inversión y de O&M, relativos al patio de carga, en proporción a las cantidades contratadas. Estos costos son principalmente fijos, Aprox. 0,2 US\$/MMbtu. Adicionalmente hay un costo variable, siendo la energía el más relevante.

Contrato de Compra de GNL

Otro contrato relevante para GNLC, es el que suscribió en mayo del año 2007, con BG LNG Trading, (en adelante BGLT), para el suministro del GNL. Actualmente, este contrato tiene una condición de entrega equivalente a 1,7 millones de toneladas por año de GNL, que equivalen a 6,6 MMmcsd de gas natural (esto es un volumen de gas natural de 2,2 MMmcsd para cada cliente de GNLC), volumen que es en firme pero con flexibilidad anual, y por un plazo de 20 años, a una tarifa que utiliza como índice el precio del petróleo Brent. Este contrato de suministro de GNL, tiene flexibilidad a nivel de la programación anual, (en adelante ADP), que le permite a sus clientes programar las cantidades que deseen para cada año, la que puede variar entre cero y 2,2 MMmcsd de gas natural. Además, en este contrato existe la posibilidad de suspender las entregas

de GNL realizadas por barcos establecidas en el ADP en el transcurso del año, pero con el acuerdo unánime de todos los clientes y con un plazo de al menos de 40 días antes de la fecha estimada de llegada del buque de GNL, y además pagando un Fee de cancelación, que disminuye en la medida que el plazo del aviso sea anterior a los 40 días antes mencionados. El contrato contempla la opción para GNLC, al final del año 2012, de pasar a un régimen completamente firme (take or pay) con una nueva tarifa que utilizaría como índice el valor del gas en Henry Hub, USA.

El GNL bajo este contrato de suministro se entrega en la modalidad DES.²⁰ El contrato con BG además contempla la posibilidad para GNLC de compra de GNL a terceros, las que están sujetas a algunos derechos de BG, y que finalizan en el año 2017.

En el año 2007, GNLC suscribió un contrato con British Gas para el suministro del GNL a cada una de sus partes por 20 años, por un cierto volumen firme, pero con flexibilidad anual a una tarifa que utiliza como índice el precio del petróleo Brent. De acuerdo a información de prensa, en el año 2013 Endesa renegoció el acuerdo de suministro con British Gas, lo que permitió una reducción de 40% en el costo del gas, desde 14 US\$/MMBtu a 8 US\$/MMBtu junto con un aumento en la flexibilidad del contrato.

Endesa es la única compañía generadora con contratos de suministro de gas natural de largo plazo, otras como Colbún y Gener, deben comprar el gas natural a ENAP o Metrogas en el mercado spot, con mayores costos y en algunos casos con falta de disponibilidad.

Debido a la flexibilidad del contrato de suministro que mantiene Endesa, y al hecho de que en el SIC el GNL es despachado principalmente en base, no existen mayores controversias sobre la declaración de precios y su tratamiento en el despacho en el SIC.

²⁰ DES, delivered ex ship, bajo esta modalidad el comprador, GNLC, adquiere los derechos de propiedad en el terminal de recepción, Quinteros. El vendedor es responsable de la entrega del producto en este punto, flete y seguros.

3.2.2 Descripción Modelo de Negocios GNL Mejillones

GNLM, es propiedad de Ipr-Gdf-Suez en un 63% y de CODELCO en un 37%. El modelo de negocio implementado hasta el año 2012 por GNLM, que corresponde al término de la etapa de Fast Track, es la venta integral de gas natural, en tanto que para el año 2013 en adelante, el modelo de negocio cambia a ser un prestador de servicios de regasificación, almacenamiento, uso de instalaciones y servicios asociados del terminal.

El modelo de negocios adoptado en la primera etapa denominada de Fast Track, principio similar al que se aplicó en el terminal de GNL de Quintero, consiste en disponer de un terminal de gasificación en el menor plazo posible y la venta de gas natural a un precio inferior al diesel termoeléctrico, considerando almacenamiento flotante y gasificación en tierra. Los contratos de venta de gas natural son contratos con volúmenes en condiciones de Take or Pay. Los principales clientes en ésta etapa son CODELCO, El Abra, Collahuasi y Minera Escondida, quienes a su vez suscribieron contratos de maquila con los generadores eléctricos, GasAtacama y E-CL. Otros clientes son Distrinor, Endesa y E-CL por el gas excedente de los contratos anteriores.

La segunda etapa del proyecto, que considera la construcción de un estanque de GNL en tierra, tendrá contratos de largo plazo para el uso por parte de los clientes actuales y otros nuevos que se incorporen, como podrían ser Gas Atacama y otras empresas eléctricas y mineras. La estructura definitiva del principal contrato asociado al nuevo modelo de negocios como es el TUA, está todavía en negociación entre GNLM y los potenciales clientes. En esta etapa se considera la prestación solo de los servicios de gasificación, almacenamiento y servicios asociados al terminal de GNL, siendo responsables de la contratación del suministro los propios clientes.

En la Figura 14 se muestra la estructura del negocio asociado a GNLM en la etapa de Fast Track y la cadena de negocios de cada cliente. Se indican además

los flujos de servicios intercambiados y sus tarifas al nivel de la información disponible.

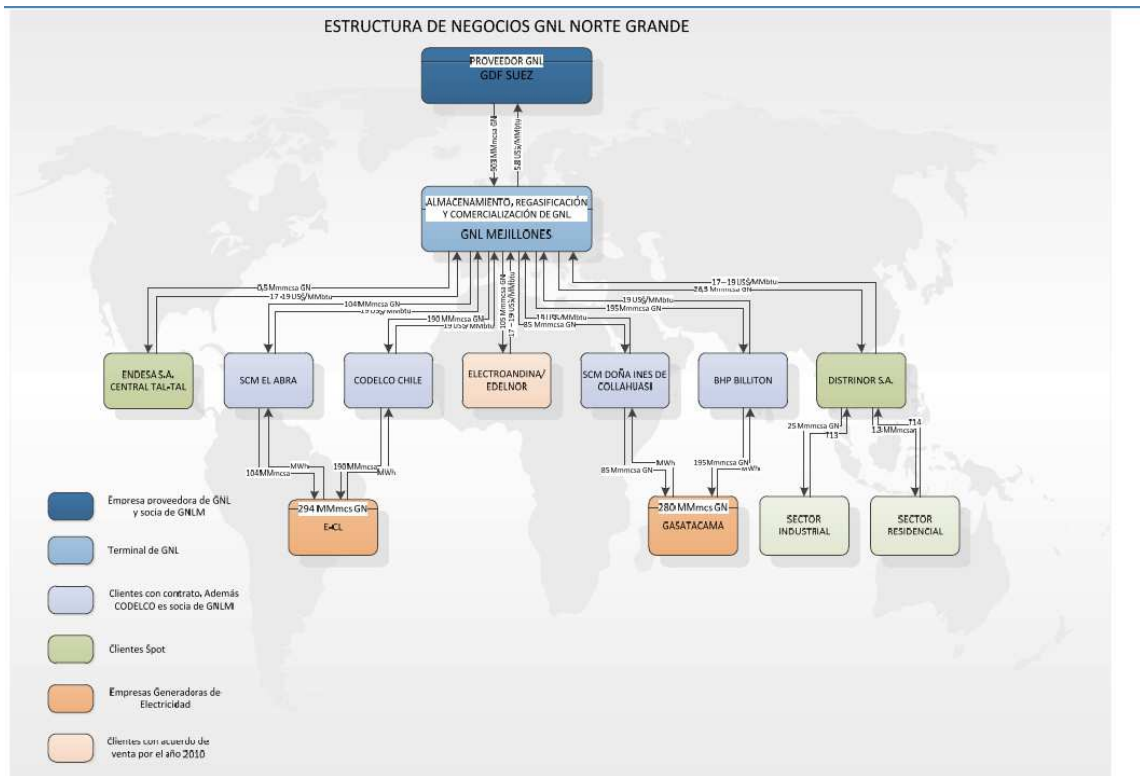


Figura 4.4: Estructura de Negocio GNL Mejillones

Antes del año 2013, GNLM operaba además como comercializador del GNL en el SING, donde los principales clientes eran las empresas mineras Codelco, El Abra, Collahuasi y Minera Escondida, con quienes mantenía contratos con condiciones take or pay altamente inflexibles. Las empresas mineras mantenían contratos de maquila para la generación de energía con E-CL y GasAtacama. Debido a la inflexibilidad en los contratos se observaban importantes fluctuaciones en la declaración de costos variables de las generadoras en base a GNL en el SING, situación que ponía en duda la eficiencia del despacho en base a costos declarados en presencia de contratos de GNL con cláusulas take or pay.

Capítulo 4: Modelos de Regulación a Nivel Internacional: Acceso y Regulación de Precios

4.1 Visión Panorámica Mercados Regasificación y Almacenamiento del GNL a Nivel Internacional

Según lo indicado en el capítulo 2 el consumo de GN a nivel global creció un 0,4%²¹ durante el 2014 respecto del año antecesor, esto se encuentra muy por debajo del crecimiento histórico de últimos diez años de 2,4%. Adicionalmente a nivel mundial el GN represento durante el 2014 el 23,7% del consumo de energía primaria, registrando también un aumento del 2,4%, sin embargo el GNL ya ocupa niveles de participación del comercio internación del gas del orden del 33,4%, aumentando paulatinamente

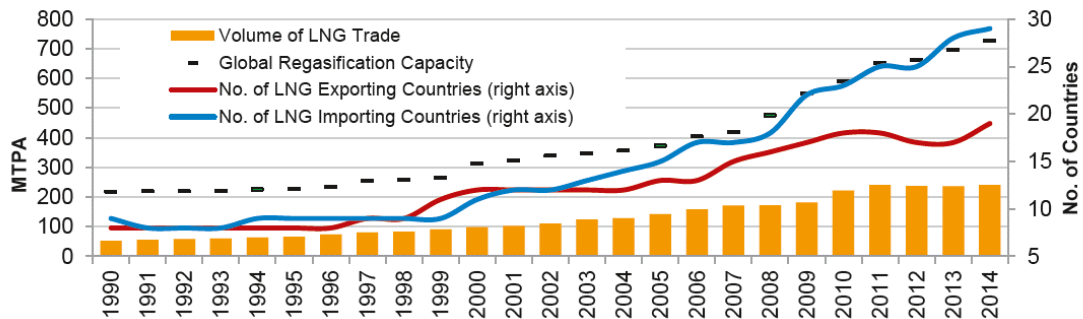


Figura 4.1: Volúmenes de GNL comercializados a nivel Global entre 1990-2014.

Fuente: IGU World GNL Report 2015.

La importancia de la industria de terminales de regasificación de GNL en los países bajo estudio 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

²¹ Datos del Reporte estadístico anual de la BP. BP Statistical Review 2015, p4

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 vital dentro del mercado local de gas natural, con un 73,7% del consumo total del país. De estos países el principal importador es España con 15,5 billones de metros cúbicos durante el 2014, siendo el quinto importador a nivel mundial después de Japón, sur Corea y otros países de la región Asiática (Ver Anexo A con Tabla de GNL Comercializado durante 2014).

Por otro lado también existen diferentes niveles de dependencia de las importaciones de gas natural que no precisamente es función del nivel de participación del GN en la matriz de cada mercado. 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, desde 1969. A la fecha España posee 6 terminales en operación y 3 en construcción²² (uno de ellos completados en 2013, sin embargo aspectos regulatorios legales no le permiten operar aun).

²² Fuente: IHS, Anuncios de Compañías y IGU-World GNL Report 2015 Edition. Ver Anexo B Listado de Terminales de Regasificación a nivel Mundial.

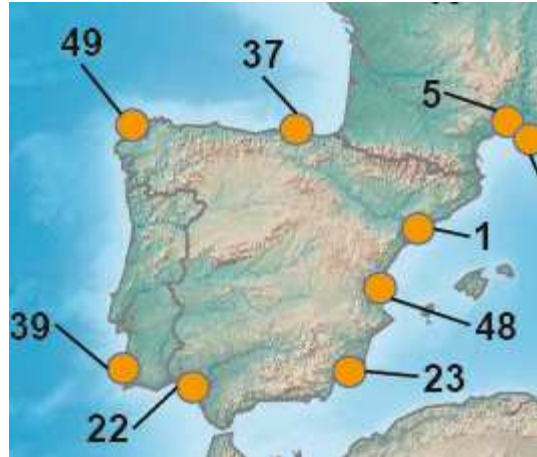


Figura 4.2: Terminales de Regasificación existentes en España. Los Números corresponden a los Item de la lista de terminales de regasificación a Nivel Mundial indicados en el Anexo B.

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. En Reino Unido 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. En la actualidad tiene 4 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. Segundo, disputas de precios con Argelia (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. 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, 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.

México ingresó al mercado en el año 2006 y posee en la actualidad tiene 3 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.

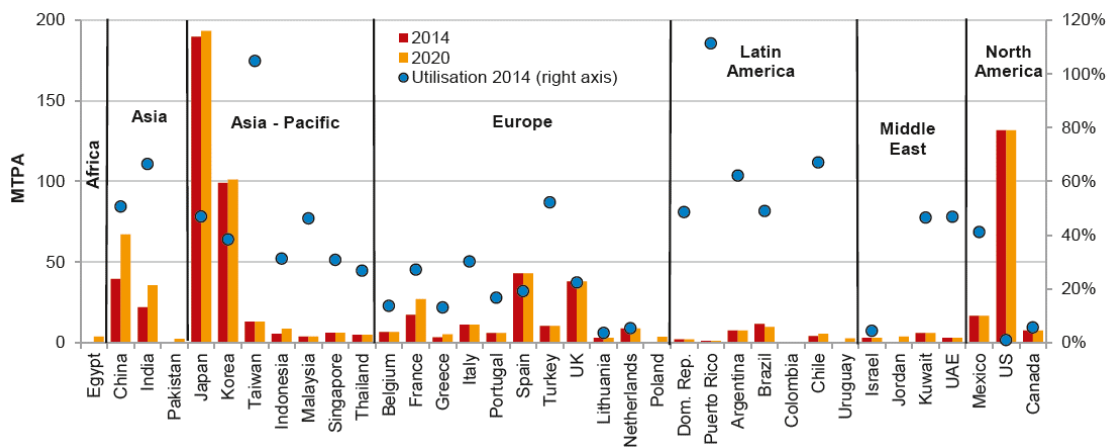


Figura 4.3: Terminales de Regasificación, Razón de Utilización y Capacidad por País en el 2014 y proyección a 2020. Fuente: IGU World GNL Report 2015.

4.2 Consideraciones Respecto a los Tamaños de los Mercados, Propiedad y su Profundidad.

En lo que respecta al presente estudio es necesario dimensionar el grado de compatibilidad de los mercados a la hora de tomar prácticas que sean extrapolables al Mercado Chileno, es así como es necesario establecer algunos criterios previos que faciliten la toma de una decisión respecto de los Mercados a considerar partiendo por reconocer el estado actual del Mercado Chileno. **Primero**, no se posee un alto dinamismo de mercado, que sea lo suficientemente ágil como para incentivar grandes inversiones de la mano de una alta competencia. **Segundo**, Somos tomadores de precio de GNL, Chile representa un 1,14%²³ de participación de mercado durante el 2014, lo cual prácticamente nos entrega un nulo poder de renegociación, a no ser que las iniciativas de nuevos proyectos estén impulsadas por actores del mercado internacional relevantes. **Tercero**, los actuales terminales de regasificación y almacenamiento son iniciativas privadas, solo el terminal de Quinteros posee una participación de una empresa pública ENAP pero no ha llegado ser superior al 33% de la infraestructura y un 20% del negocio comercial. **Cuarto**, no existe un mercado secundario fortalecido para el GNL por lo tanto los riesgos de no uso de las capacidades contratadas es elevado.

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.

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. En Francia, el Estado posee el 35,9% de la propiedad de GDF Suez, empresa dueña, total o parcialmente, de todos los

²³ Corresponde a 3,8 billones de metros cúbicos comercializados durante el 2014 de un total de 333,3 billones de metros cúbicos. Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2015 full report.

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 acciones⁴⁸.

Se debe 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 Mugaros 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. En la actualidad el llamado “club” de propietarios de instalaciones de GNL se ha expandido levemente, habiendo hoy a lo menos 15 grupos empresariales involucrados en este mercado.

4.3 Regulación de la Industria del GNL a Nivel Internacional en lo Relativo a Terminales de Regasificación.

Para poder determinar las características de las regulaciones existentes a nivel internacional es necesario primeramente identificar los factores comunes de los cuales se hacen cargo la mayoría de las regulaciones de los países estudiados, estos se muestran en la siguiente figura y son detallados en los siguientes puntos.

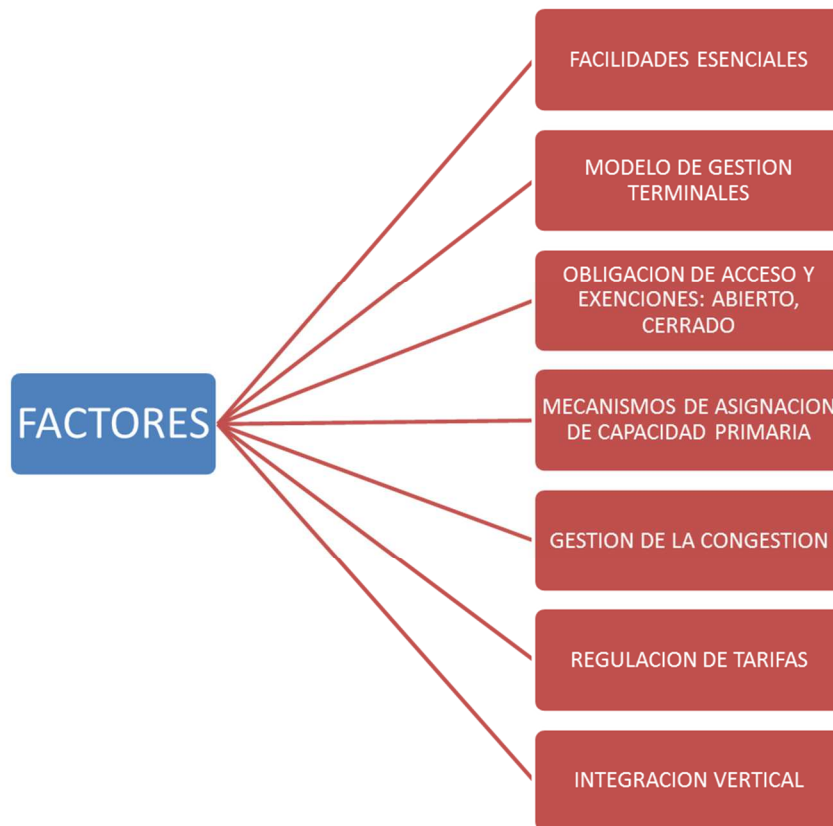


Figura 4.4: Factores a definir en un Marco Regulatorio de Acceso a Terminales de GNL. Fuente: Elaboración Propia.

4.3.1 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.**

En el modelo Integrado, 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*. 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. Los costos de financiamiento del proyecto dependen de la solvencia crediticia de la o las contrapartes del contrato de tolling.

La regla general en los países analizados es que los terminales operen bajo el modelo de tolling existiendo muy pocas excepciones para algunos terminales. La siguiente figura ilustra un resumen de estos dos tipos de modelos de Gestión de contratos.

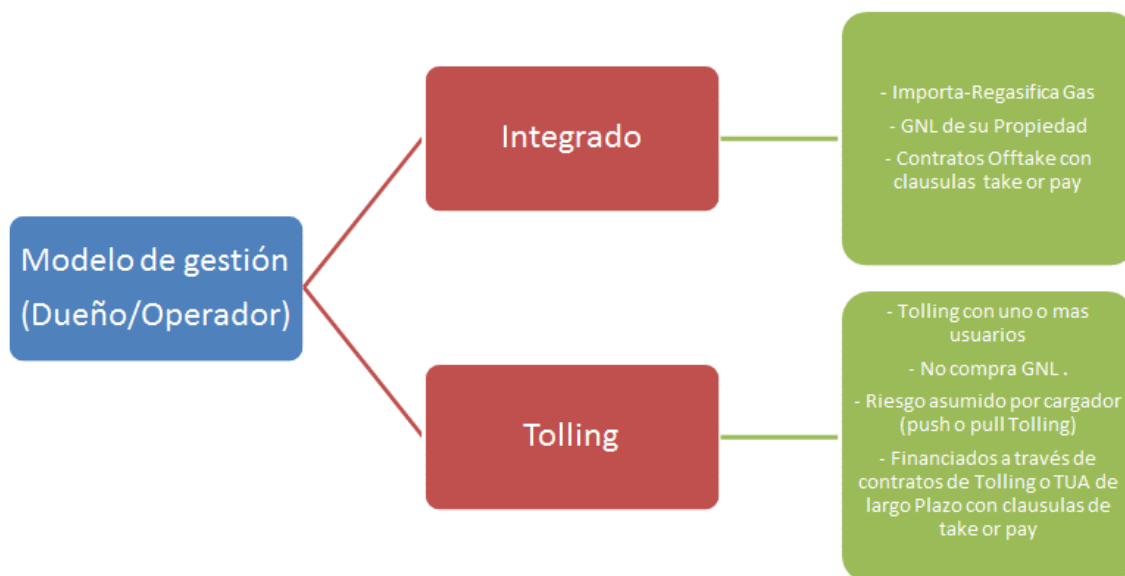


Figura 4.5: Modelos de Gestión de contratos existentes a nivel internación.

Fuente: Elaboración Propia.

4.3.2 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. Los terminales cerrados no presentan especial interés para esta tesina, 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, estos terminales si utilizan 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.

4.3.2.1 Obligación de acceso: exenciones.

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. 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.

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. 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. 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/EC57, 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.

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

- 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.

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 nTPA60, 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 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. 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.

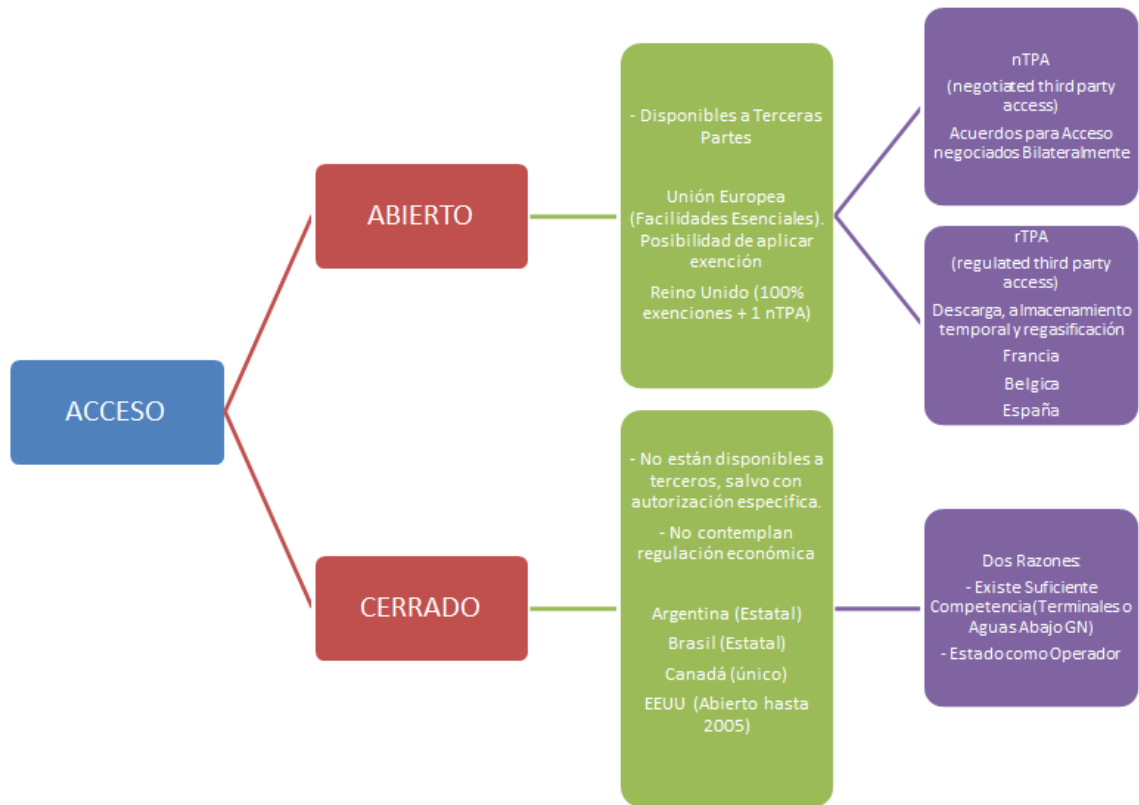


Figura 4.6: Modelos de Accesos a Terminales. Fuente: Elaboración Propia.

4.3.3 Mecanismo de Asignación de 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 como Italia y Turquía.
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.

Como se ha 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 Bélgica también se asigna la capacidad primaria conforme a un mecanismo *open season*. 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, existe un terminal (Fluxys) que 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 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.

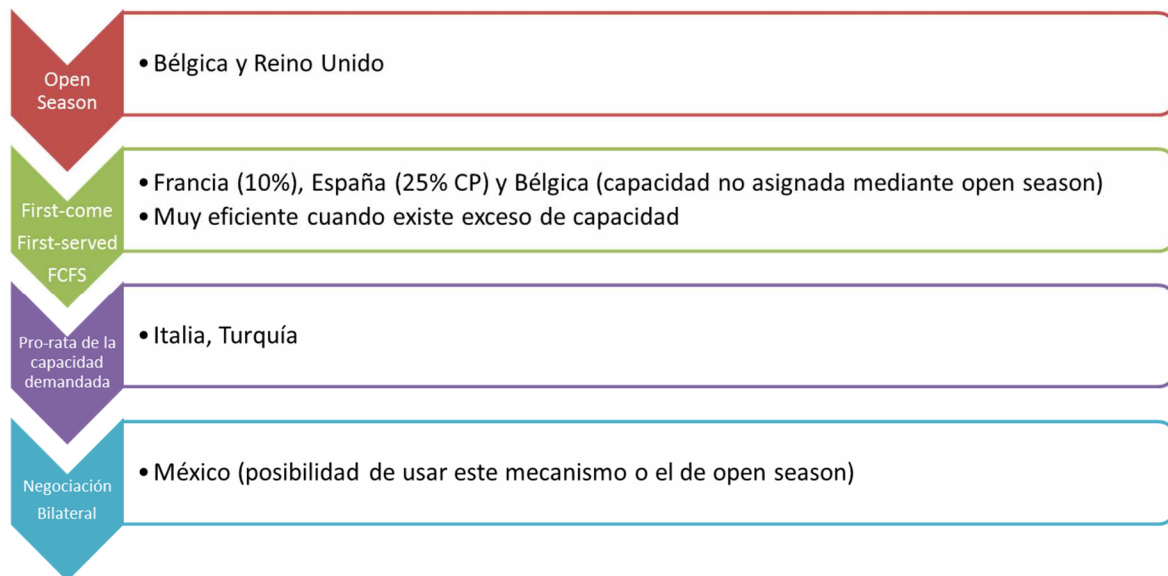


Figura 4.7: Mecanismos de Asignación de Capacidad Primaria. Fuente: Elaboración Propia.

4.3.4 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.

Las disputas entre el operador y los terceros que solicitan acceso se resuelven en la mayoría de los países antes señalados por el regulador.

4.3.5 Gestión de la Congestión

La eficiencia económica 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. Según la UE la gestión de la congestión se define como *“La 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”*.

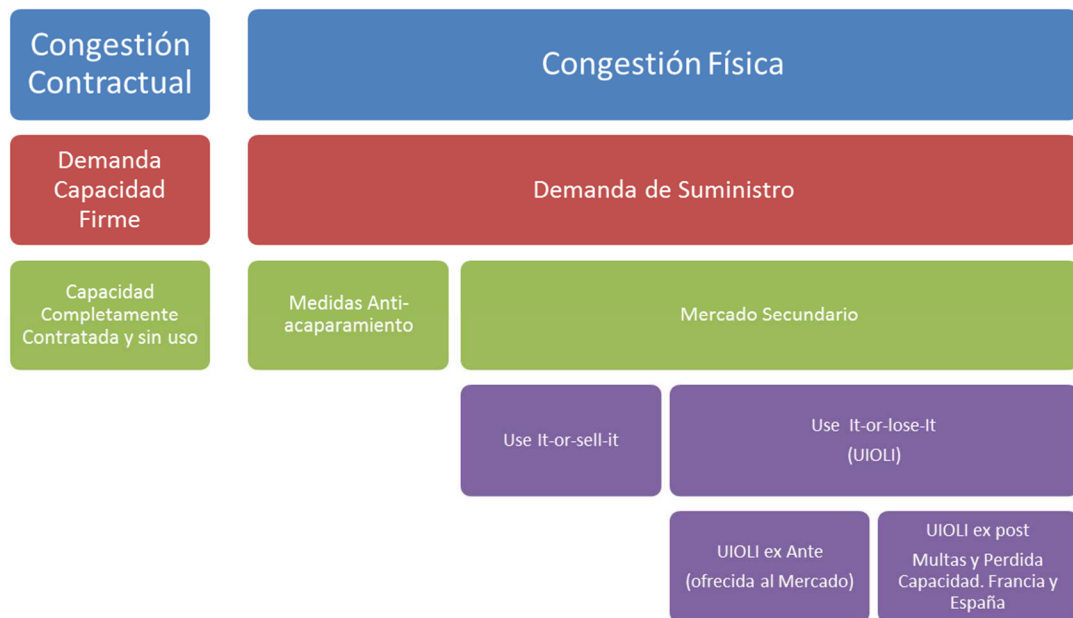


Figura 4.8: Mecanismos de Gestión de la Congestión. Fuente: Elaboración Propia

4.3.6 Regulación de Tarifas

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 an 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:

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.
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 países⁸². 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. 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.



Figura 4.9: Regulaciones de tarifas de regasificación y almacenamiento por país. Fuente: Elaboración Propia.

Capítulo 5: Análisis de los diferentes Modelos de Regulación.

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)?**, y en caso de estimarse facilidades esenciales, **¿cómo debe regularse el acceso para que la utilización de los terminales sea eficiente?**.

Tomando como dato no relevante para el presente estudio las tendencias y fuerzas políticas en las cual se vea envuelto o involucrado el mercado, ya que el conjunto de países tomados como referentes existen variados modelos de organización política en cuanto a la toma de decisiones y por ende la forma en que son definidas las regulaciones. Existen mercados insertos en países unitarios con competencias centralizadas, organizados regionalmente y autónomos, con un estado fuerte y otros con mayor participación de privados en la inversión como es el caso de Chile.

Las plantas de gas son flexibles en términos técnicos y económicos, pueden reaccionar rápidamente a los *peaks* de demanda y son compatibles con opciones renovables intermitentes como las renovables. 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.

En el caso del Reino Unido y Estados Unidos, si bien ingresaron al mercado en forma temprana (1964 y 1971 respectivamente), han sufrido interrupciones históricas en la importación de GNL, como ocurrió 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.

5.1 Acceso Abierto a Terceros, ¿facilidades esenciales?.

La historia de las dos últimas décadas, ha explicado la importancia de esta nueva industria. La introducción del gas natural para uso industrial y nacional data de 1997, cuando un gasoducto proveniente de Neuquén, Argentina (1997-Gas Andes), fue inaugurado suministrando gas a la zona central. Asimismo el desarrollo “vertiginoso” del gas natural significó que en el año 1999 también se inauguraron dos gasoductos desarrollados por inversores privados (Gasoducto GasAtacama y Gasoducto Norandino). En el conjunto de proyectos, el gas natural para Chile, llegó a ocupar un 27% de la matriz energética del país. El conflicto posterior, y conocido, devino cuando Argentina impuso restricciones a la exportación de gas (impuestos a la exportación, entre otros), generando un impacto que en pocos años más que duplicó el costo de la energía para fines industriales y residenciales. La protección que Chile tuvo en el Protocolo N° 2 firmado con Argentina.

Es por ello que, en el caso de Chile, la infraestructura del país asociada a la recepción y regasificación de GNL (terminales), transporte de gas (gasoductos) y uso de gas en generación eléctrica (centrales), la cual debe ser utilizada al máximo. En la práctica, hoy se tiene centrales a gas usando combustibles más caros (diésel) o funcionando parcialmente, con el consecuente aumento de precios en el mercado spot de generación eléctrica. Las empresas generadoras se han inhibido de celebrar contratos de suministro de GNL tipo “take or pay”, entre otras razones por el riesgo inherente de la hidrología sobre el precio marginal de la energía. Otro motivo serían los modelos de negocios de los dos terminales GNL, en relación a sus condiciones de acceso junto a la estructura de propiedad, donde participan empresas generadoras. Ello podría estar dificultando el acceso a los demás competidores al uso de los terminales en modalidad spot

y sobre todo a disponer de capacidad reservada para uso permanente y nuevos proyectos de inversión, especialmente en generación.

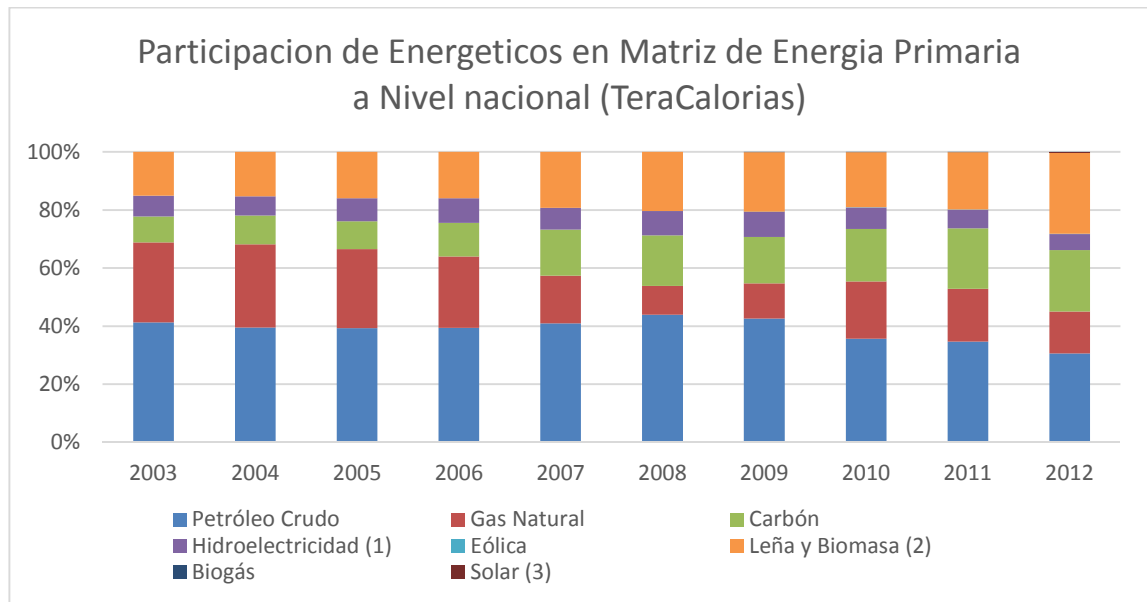


Figura 5.1: Participación de Energéticos en la Matriz primaria de Energía a nivel Nacional. Fuente: Elaboración propia con datos de BNE del Ministerio de Energía.

Es por eso que el Ministerio de Energía propone Medidas con efecto en Mediano-Largo Plazo (2020 en adelante) que permitan aumentar la capacidad en GNL e instalar nuevas centrales de ciclo combinado a gas natural en la matriz energética, en lo posible mediante nuevos actores. Cabe tener presente, que al año 2015, la energía a gas natural representaba el 16% de la potencia instalada del SIC, y en el SING, el 37%, aunque el 2014 el GNL-Gas Natural representó sólo el 15% y el 11% de la capacidad generada respectivamente.

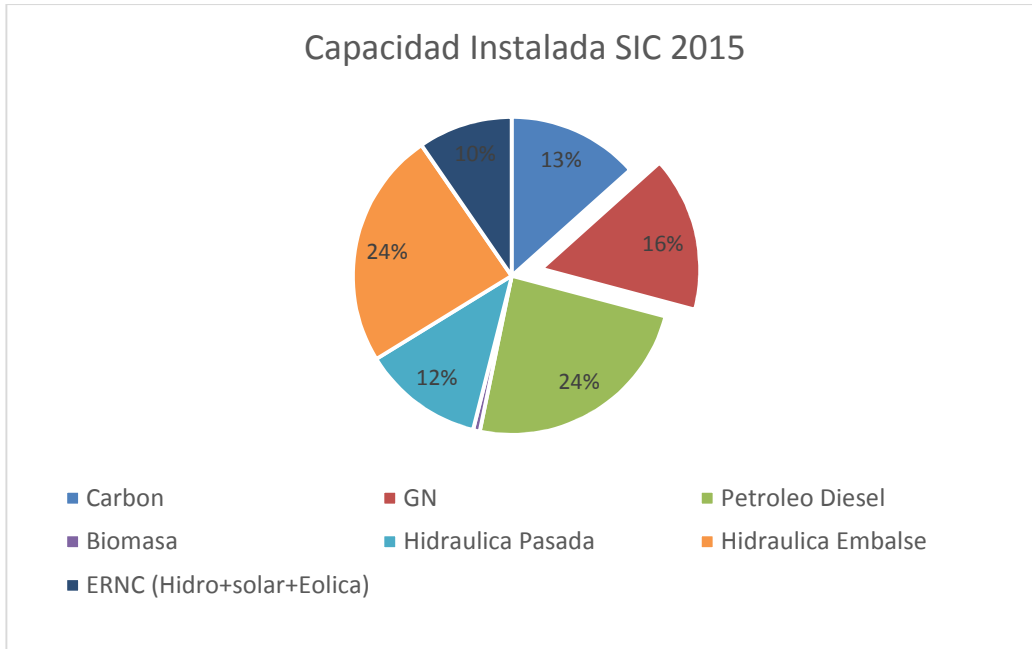


Figura 5.2: Capacidad de Energía Eléctrica Instalada en el SIC a Mayo de 2015.

Fuente: Elaboración propia con datos de la CNE

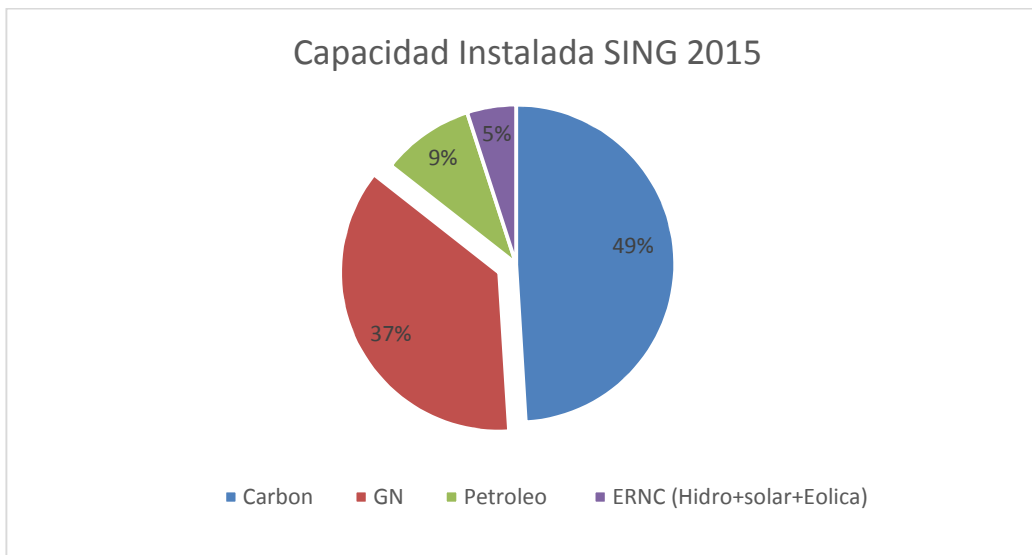


Figura 5.3: Capacidad de Energía Eléctrica Instalada en el SING a Mayo de

2015. Fuente: Elaboración propia con datos de la CNE.

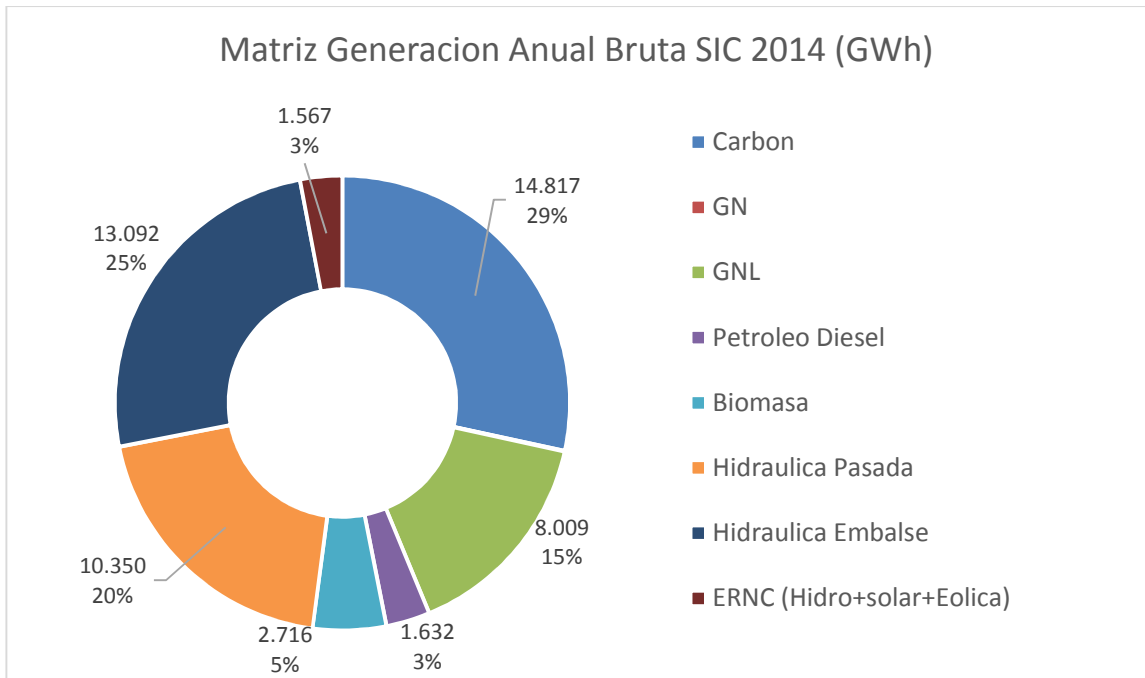


Figura 5.4: Matriz de generación eléctrica por fuente 2014 del SIC. Fuente: Elaboración propia con datos CNE.

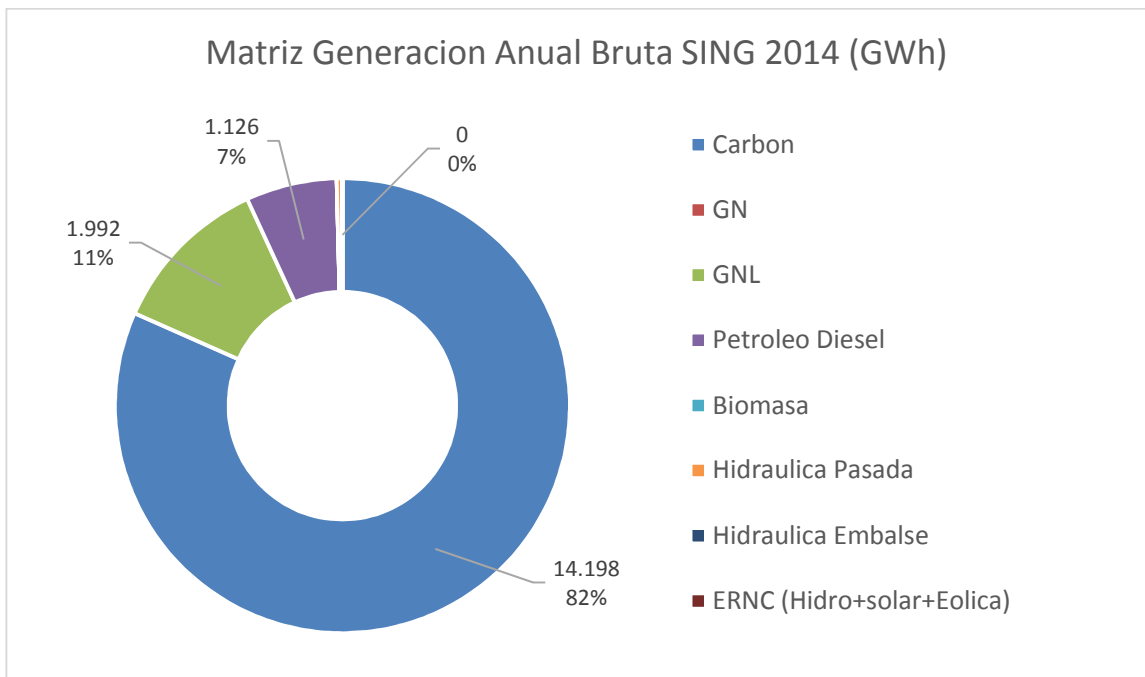


Figura 5.5: Matriz de generación eléctrica por fuente 2014 del SING. Fuente: Elaboración propia con datos CNE.

Actualmente el GNL en Chile, se desarrolla mediante dos plantas, en la zona centro sur GNL Quintero, y en la zona norte del país con GNL Mejillones. Especialmente en zona sur está el concepto de fortalecer, junto con la inversión privada. El Ministerio de Energía, ha propuesto en su Agenda, que ENAP tenga un rol activo para la seguridad de suministro de combustibles líquidos y gas natural para el país. “Se fortalecerá su logística relacionada al abastecimiento de combustibles del país e impulsaremos el desarrollo del gas natural en la matriz energética nacional y potenciaremos su capacidad de análisis y estudio para desarrollar y ejecutar proyectos estratégicos para atender las necesidades energéticas del país”²⁴.

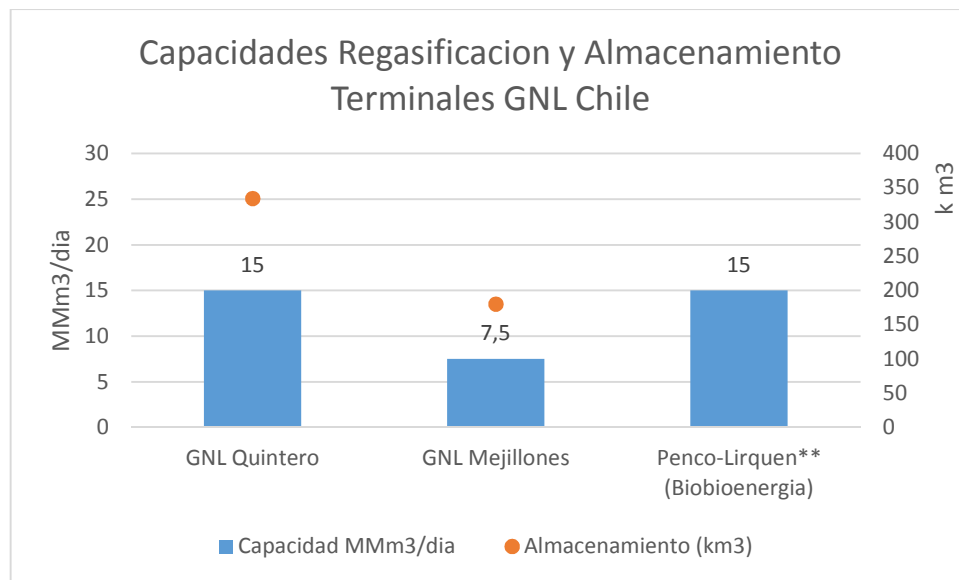


Figura 5.6: Capacidades de Regasificación y almacenamiento de Terminales de Regasificación de GNL en Chile. Fuente: Elaboración propia con datos de Empresas inversoras. (**) Terminal Penco-Lirquen de la sociedad Biobioenergía se encuentra proyectado para entrar en funcionamiento durante 2017.

La diversidad existente en materias de regulación de terminales de GNL son diversas y variadas y dependen fuertemente de la cultura política y jurídica que sustente cada país además de la importancia relativa que ocupe el GNL en la

²⁴ Gerente General de ENAP, 2014

matriz energética de los mercados. En el caso de Chile vemos como la participación del GNL en el día de hoy representa un 25% de la matriz de generación de energía eléctrica y cuyo comportamiento como se indica en este trabajo fue afectado por variables externas fuera del alcance de la regulación interna de los mercados.

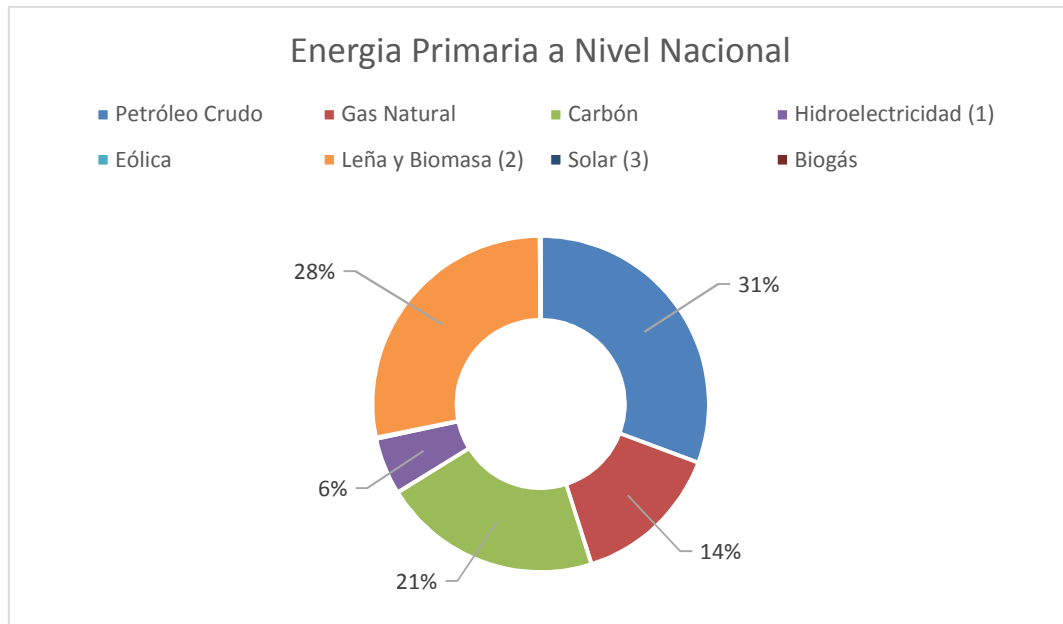


Figura 5.7: Matriz de energía primaria a nivel nacional durante 2014. Fuente: Elaboración propia con datos del BNE del Ministerio de Energía.

Respecto a las **Facilidades o Instalaciones Esenciales** no todos los países consideran las instalaciones de regasificación y almacenamiento como esenciales que justifiquen por esta vía la obligación de acceso abiertos a terceros. Existen países en donde no se hacen por considerar que los mercados son lo suficientemente competitivos y otros por considerar que la participación del Estado debe ser protagónica es post de mejorar la competencia. No obstante, aquellos países que consideran sus instalaciones de regasificación de GNL como esenciales existen esquemas flexibles en donde existen excepciones (como por ejemplo de contratos bilaterales) a la obligación de acceso de terceros a modo de fomentar la inversión de terceros en nuevos terminales u/o ampliaciones, esto conlleva al cambio del foco de eficiencia en el uso de las capacidades pasando

de una asignación a un sistema dinámico. Una de las principales afectaciones en este sentido dice relación con la verticalidad de las empresas y consiguiente establecimiento de barreras de entrada o de niego del acceso a las instalaciones. En la Unión Europea y los modelos por los cuales ha transitado Estados Unidos y el Reino Unido se ha reconocido en ciertas condiciones la catalogación de facilidades esenciales, sin embargo la forma en que estas se regulan varían de un Mercado a otro y tienen relación directa con la profundidad del mercado primario y secundario en primera instancia, y luego en las condiciones de competencia que se generen.

En general el problema con las regulaciones de los terminales según la experiencia internacional es que las buenas intenciones en materias de competencia y acceso se contraponen con las formas de exclusión que los incumbentes que estén verticalmente integrados puedan desarrollar en perjuicio de los demás competidores.

Dado lo anterior y considerando las profundidades de los mercados analizados es razonable sugerir que en el mercado nacional (norte y sur) los terminales que actualmente se encuentran en funcionamiento mantengan su condición de terminales cerrados en el caso de GNL Quintero y Abierto GNL Mejillones (decisión propia de realizar licitaciones abiertas no reguladas) de forma no Regulada, semejante al modelo nTPA.

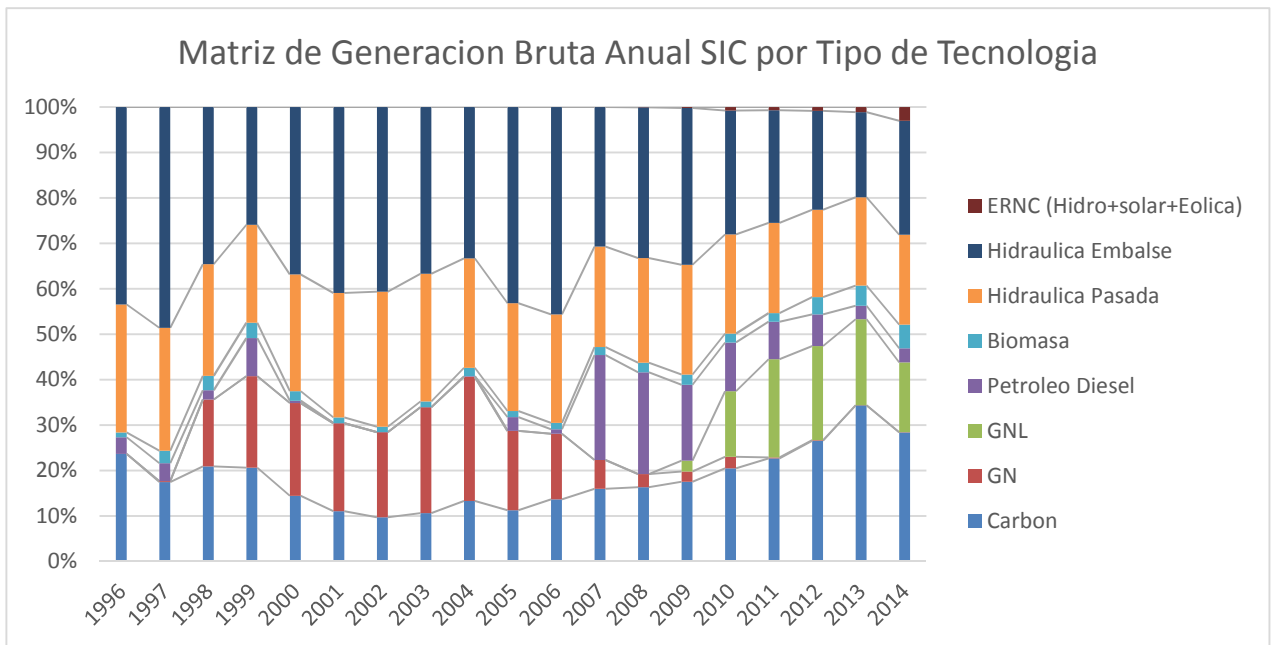


Figura 5.8: Distribución porcentual de la matriz de generación eléctrica por fuente entre 1996-2014 del SIC. Fuente: Elaboración propia con datos CNE.

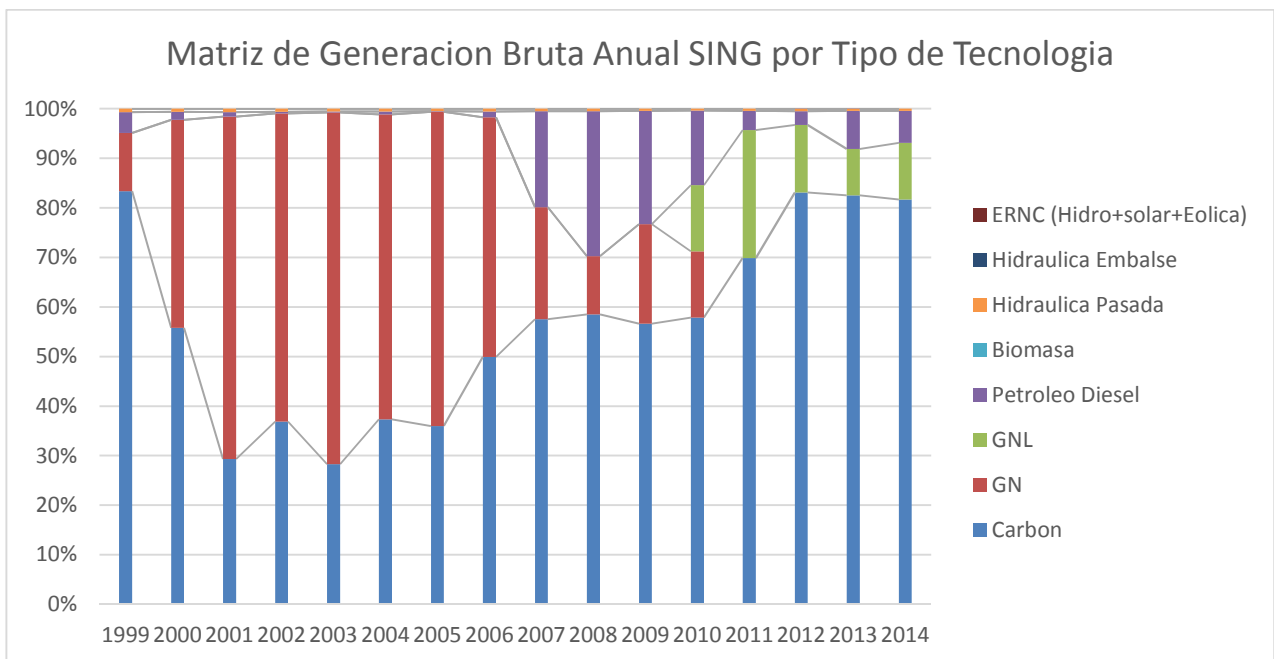


Figura 5.9: Distribución porcentual de la matriz de generación eléctrica por fuente entre 1996-2014 del SING. Fuente: Elaboración propia con datos CNE.

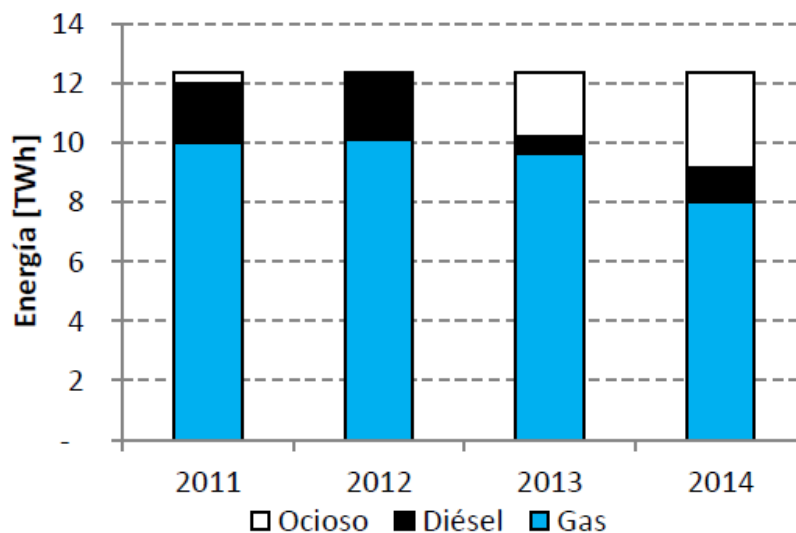


Figura 5.10: Energía Anual Generada y ociosa con respecto a 2012 por las centrales que pudiendo operar con GN han operado con el combustible alternativo. Fuente: Datos CNE. Incluye Centrales: Tal Tal, Nehuenco, San Isidro, Nueva Renca, Horcones, Coronel, Candelaria, Campanario, Quintero y Yungay, análisis desde 2011 ya que es el primer año de operación del terminal.

5.2 Regulación de los Terminales de Acceso Abierto: En búsqueda de la eficiencia Económica.

Al momento de clasificar un nuevo terminal o parte de su capacidad como de acceso abierto, el cómo realizar las asignaciones de las capacidades de regasificación y almacenamiento, es materia de profundo análisis, ya que de por sí establece la necesidad de encontrar un punto de eficiencia en que la utilización sea **económicamente óptima**, por lo tanto el **cómo** realizar dicha asignación es complejo y no establece una fórmula clara en los países analizados.

Por lo tanto lo que hay que buscar es la combinación adecuada entre incentivos y restricciones en función del objetivo final que se desee buscar: maximizar el uso de los terminales sin afectar la inversión en infraestructura de largo plazo. Para lo anterior es necesario profundizar en los efectos macroeconómicos y microeconómicos de cada una de los tipos de regulaciones expuestas en los capítulos precedentes.

Se hace clave la **separación de los entes regasificador y comercializador**, esta es una de las medidas secundarias en cuanto a eliminación de verticalidad de los mercados y permitirá tener un mejor control de los movimientos y por ende una mejor regulación y fiscalización tanto de tarifas como de acceso igualitario.

Una de las principales causas que produce la necesidad de reformar el actual esquema de despacho es la ausencia de un **mercado secundario maduro**, que permita realizar transacciones rápidas y a precios competitivos en función de las reales necesidades de GNL del sistema bajo una condición dada (por ejemplo bajo una hidrología dada). Es por esto que se sugiere estudiar reformas complementarias para formalizar un mercado regulado de gas en el territorio nacional, el cual permita realizar importaciones eficientes de GNL para abastecer la demanda nacional de gas, incluida la del sector eléctrico. Así, los generadores podrían realizar compras de gas en un **mercado local dinámico**, donde las empresas importadoras de gas se preocupen de crear las coberturas necesarias mediante instrumentos financieros como seguros y contratos con otros sectores que necesitan gas, aprovechando la infraestructura de transporte de gas nacional e internacional (reactivando, al menos parcialmente, las relaciones energéticas con la región). La existencia de un mercado como éste permitiría transar los excesos o déficit de gas (derivados de la actividad del sector eléctrico) con otros sectores de la industria (a nivel nacional e internacional), aprovechando más eficientemente el recurso (que, por ejemplo, la alternativa de desplazar generación a carbón) y minimizando el riesgo asociado a la importación. Evidentemente, esto requeriría un esfuerzo significativo no sólo a nivel regulatorio sino que también político.

Adicionalmente a los modelos de regulación de acceso en cuanto a gestión de capacidad, fijación de tarifas, ordenamiento, se suma el actual ***mecanismo de despacho de las unidades generadoras del país***, ya que este es incompatible con una gestión eficiente de contratos del tipo take or pay al cual son sometidos mediante los comercializadores²⁵, esto ya que no reconoce los costos reales asociados a estos tipos de contratos de suministro de GNL (volúmenes y restricciones físicas de almacenamiento). Lo anterior se encuentra directamente ligado a los mecanismos de despacho del modelo marginalista y la forma de determinar los costos variables de las unidades. Esto afecta en la determinación de un modelo económicamente eficiente para el despacho de estas unidades de tal forma que refleje las restricciones propias del sistemas, los riesgos de los contratos take or pay a largo plazo y las singularidades del mercado del gas respecto al uso de infraestructura de una forma abierta y competitiva señalada en los capítulos precedentes.

Otro aspecto que influyen en la determinación de un marco regulatorio son la escases de información en los modelos respecto a la disponibilidad de GNL, alta dependencia e incertidumbre de los escenarios dependientes de las condiciones hidrológicas, Baja madurez del mercado secundario en donde sea posible tranzar de forma rápida los déficits y excedentes que se originen, y por último los monopolios naturales originados en los terminales de regasificación y almacenamiento.

²⁵ Según Estudio Análisis Económico del Despacho Eléctrico de Generadores con Contratos de Suministro de Combustible GNL Take or Pay, Diciembre 2014

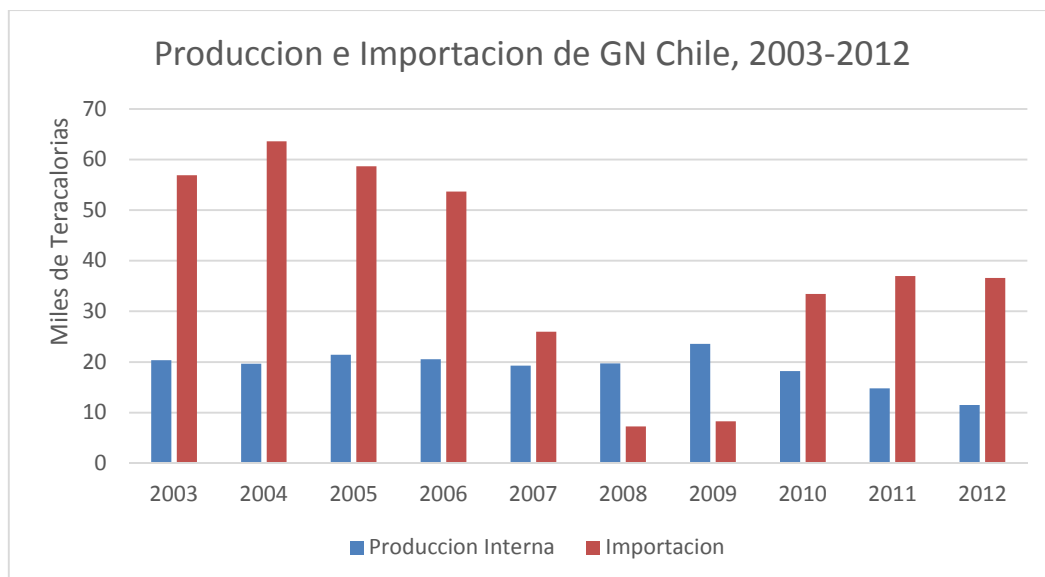


Figura 5.11: Evolución de la producción e importación de GN en Chile. Fuente: Elaboración Propia con datos de BNE del Ministerio de Energía.

Los actuales principios de despacho de las unidades no reflejan los riesgos de contar o no con GN y asume que es posible gestionar el despacho a través de los costos variables. No se asigna el modelo el verdadero valor de costo-oportunidad del gas, el cual posee una componente más estratégica.

La necesidad (o demanda) del sistema por GNL es incierta al momento cuándo la decisión de importación es determinada. Una mejor coordinación entre el uso del parque generador (especialmente de las unidades de embalses) y el gas en el despacho podría disminuir los riesgos asociados a la decisión de importación de GNL y generación con gas.

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).

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. En términos similares se pronuncia la Comisión Europea en sus Guías de Aplicación del Artículo 82: 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.

En Chile si bien existe titularidad estatal y compleja regulación para exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos chilenos, tratándose de la importación de gas natural o de GNL, el Estado, a contar de los años noventa optó por una intervención mínima en términos de garantizar aspectos de seguridad y transporte. La principal normativa está considerada en la Ley de Gas (DFL N° 323 de 1931, con sus enmiendas), y también en diversos reglamentos como el DS N° 263 del Ministerio de Economía de 1995, sobre concesiones de distribución de gas; la regulación de servicios de gas (DS N° 67 correspondiente al año 2004), la regulación de seguridad el transporte y distribución de gas (DS N° 280 del Ministerio de Economía, correspondiente al año 2009), y la regulación sobre seguridad en plantas de GNL, DS 277 del Ministerio de Economía de 2007.

Tratándose del mercado del GNL, no existe una legislación que resuelva los conflictos de “cuello de botella” y acceso de terceras partes, con precios regulados, esto sin perjuicio que las plantas de GNL deban cumplir con la normativa técnica contenida en el DS 132 de 1979 (Ministerio de Minería). De este modo, sin una normativa diversa, el análisis de competencia queda sujeto a la institucionalidad de competencia contemplada en el DL 211 de 1973 y el Tribunal de la Libre Competencia.

5.3 La Autorregulación: El Camino Escogido

La agenda de energía plantea la autorregulación como el camino para poder fomentar el uso del GNL en la matriz energética nacional y con esto lograr disminuciones en los precios de la energía. Por lo tanto y en función de los objetivos planteados en esta tesina es fundamental realizar el cuestionamiento sobre si esta autorregulación del mercado ha entregado o dado las condiciones para un acceso abierto y no discriminatorio a los terminales de regasificación y almacenamiento.

Como antecedente se puede citar la investigación de oficio desarrollada por la FNE, el 31 de enero del 2014, a modo de investigar las condiciones de competencia de operación del terminal de GNL Quintero, a modo de abordar los siguientes cuestionamientos:

1. Acceso a terceros de los terminales de Recepcion y regasificación de GNL
2. La asimetría de información entre los operadores de los terminales y los terceros que deseen ingresar.

En términos de calificación de facilidad esencial, se pretende dilucidar, si existe o existido por parte de los terminales la negativa de acceso, o de no ser así, si las condiciones bajo las cuales se ofreció el mismo, han sido de naturaleza tal, que en la práctica, hicieran imposible su utilización efectiva por parte de terceros.

Durante el desarrollo de la presente tesina ha quedado manifestado que el otorgamiento de accesos a los terminales en condiciones públicas, generales y no discriminatorias, es relevante para el adecuado desarrollo del mercado, así como también el fomento a la competencia, tanto para los mercados de generación de energía eléctrica como los relacionados. En particular es de interés analizar la condiciones actuales de acceso, en cuanto al modo de funcionamiento comercial, modalidades de contratación, transporte y venta de GNL a modo de detectar posible prácticas exclusivas respecto de potenciales usuarios (terceros) y poder concluir si actualmente se tienen características de acceso abierto.

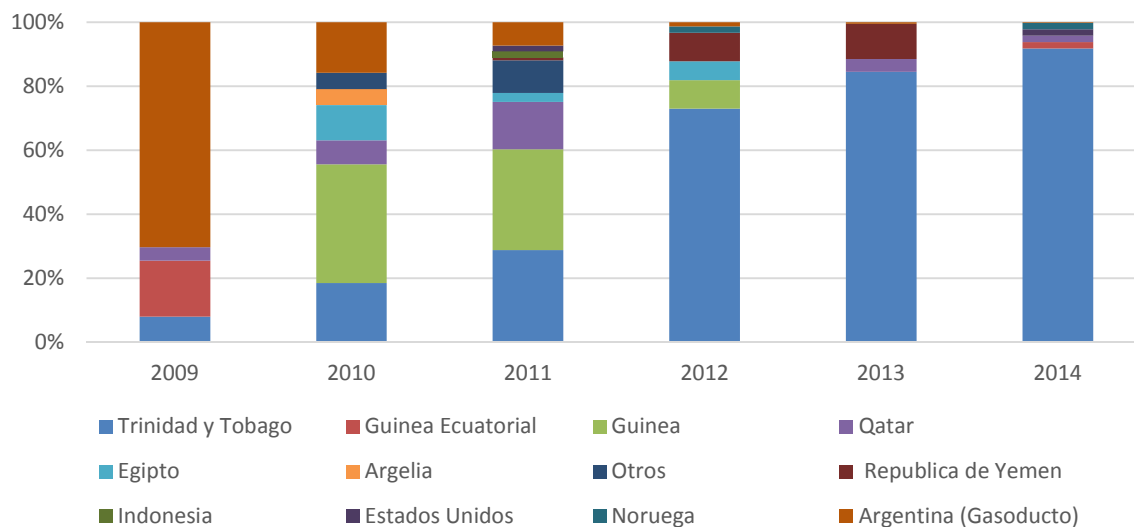


Figura 12: Importación de GN por país. Fuente: Superintendencia de Electricidad y Combustible, Servicio Nacional de Aduanas y Cámara de Comercio de Santiago.

5.3.1 Acceso Actual a Terceros del Terminal GNL Quintero.

Como ya se ha señalado la participación de terceros al uso del terminales se materializa a través de la operación comercial de GNL Chile S.A. por medio de procesos de *Open Season*, los cuales consisten en la puesta a disposición de potenciales clientes una determinada cantidad de metros cúbicos de GN por día, bajo distintos volúmenes y plazos de contratación.

El mercado relevante es el que se encuentra conectado por gasoductos que transportan GN desde terminal de GNL Quintero a las Regiones de Valparaíso, Metropolitana y Libertador Bernardo O’Higgins, adicionalmente se expande a la región de Bio Bio por intermedio de camiones cisterna a plantas satélites de regasificación (PSR).

Para evaluar una eventual denegación de acceso a las instalaciones del terminal a competidores, es necesario analizar las condiciones de los procesos de *Open Season* que han existido durante la historia del terminal.

5.3.1.1 Análisis Primer *Open Season*.

El primer proceso de *Open Season* tuvo lugar durante Noviembre de 2011 y Septiembre de 2012, impulsado por la primer aumento de capacidad del terminal, lo ofrecido por GNL Chile S.A. fue una capacidad de 2,7 MMm3/día de GN, con

una capacidad mínima de regasificación por oferta de (i) 1,2 MMm³/día por un plazo de 10 años y (ii) 0,6 MMm³/día por un plazo de 20 años, a elección de los oferentes²⁶. Este primer proceso fue fallido, debido a que no se concretó la entrada de nuevos actores, por lo tanto, la capacidad adicional fue repartida entre el pool de clientes ya existentes, previa solicitud de estos respecto al uso de derechos preferentes, previstos en los GSA's respectivos.

Respecto a los plazos del proceso, estos son plazos de contratación exigidos de acorde a la industria del GNL. Es así como se observa que las transacciones de corto plazo y spot de GNL solo represento a nivel nacional durante el 2014 el 29% del GNL comercializado.

En relación al volumen mínimo de regasificación a contratar, estos responden al modelo de gestión de inventario basado en el préstamo y devolución de GNL (*Borrow and Lending*²⁷), presentes en los distintos contratos SPA, producto del uso compartido de la instalación por varios clientes. Este sistema obliga a devolver los préstamos de GN solicitados no más allá de 120 días transcurridos la fecha de entrega del combustible. Considerando que la capacidad del menor buque que llega al terminal es de 120.000 m³ de GNL (equivalente a un volumen de 70,2 MM de m³ de GN)²⁸, el volumen anual mínimo a contratar debe ser igual o superior a una demanda de 600.000 m³ de GN/día²⁹. Por otro lado estas condiciones de volúmenes mínimos y/o plazos fijados son realizadas a modo de buscar una retribución al riesgo inicial asumido por la construcción del terminal y los contratos de largo plazo asumidos por el pool de clientes³⁰. Los volúmenes señalados implicaban que los oferentes debían contratar con GNLC capacidades de regasificación para demandas de 219 MM m³/año o 438 MM m³/año de GN Regasificado, según sea para 0,6 o 1,2 MM m³/día de GN.

²⁶ Mayor información en GNL Chile S.A. "invitación pública nacional e internacional para suscribir contratos por capacidad de regasificación y suministro de Gas Natural", 2011. <http://www.gnlchile.cl/wp-content/uploads/2014/11/Brochure-OS1-RFP.pdf>

²⁷ El Mecanismo de *Borrow and Lending* se define como el préstamo dentro del tanque y el endeudamiento de GNL entre los clientes del terminal. Este sistema se utiliza para maximizar el envío fuera del terminal. Al respecto, cabe señalar que las distintas necesidades de los clientes de un terminal, pueden causar alteraciones en los patrones de entrega o envío de GNL, pudiendo derivar en que el GN entregado sea inferior al efectivamente contratado por alguno de ellos. Así, mediante la implementación de este sistema (el cual es un principio de gestión de inventario), se puede optimizar la entrega a los clientes, además de proporcionar un flujo continuo, sin tener que invertir en equipos o infraestructura adicional.

²⁸ 1 m³ de GNL equivale a 585 m³ de GN

²⁹ Se considera que una vez arribado el barco, se debe demandar los 120.000 m³ de GNL durante los próximos 120 días a modo de no generar devoluciones, esto es una demanda de 1.000 m³ de GNL/día, equivalentes a 585.000 m³ de GN/día regasificado y que se aproximan a 600.000 m³ de GN/día.

³⁰ Esto según información indicada por GNLC a la FNE durante la investigación.

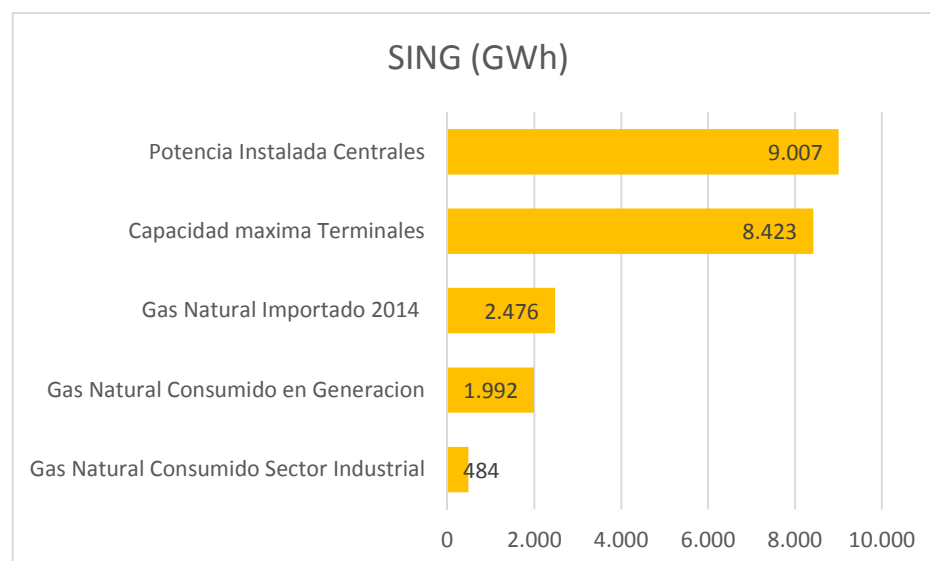
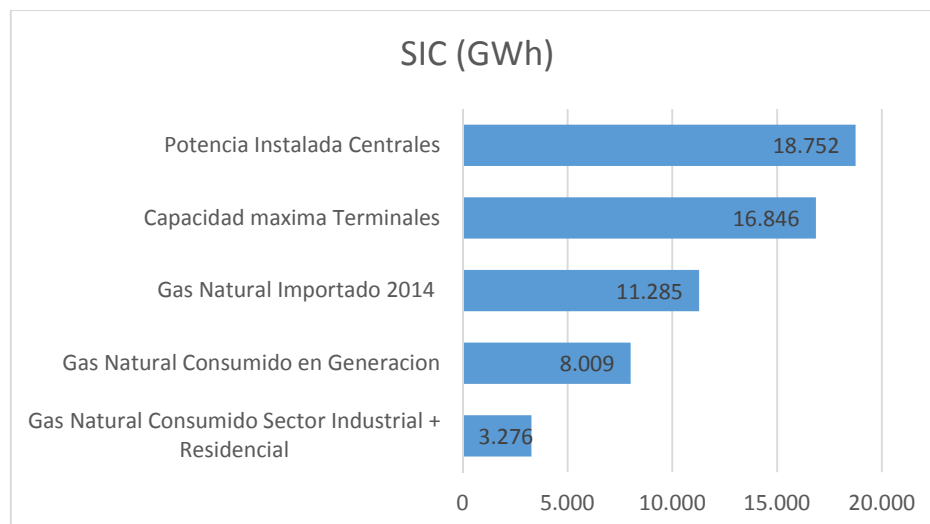


Figura 5.13: Cuadre de Energía Disponible y Demandada durante 2014. Fuente: Elaboración Propia.³¹

Dado los escenarios estipulados en la licitación abierta, se tiene que para el año 2011 (año del Open Season) solo dos empresas tendrían la capacidad de demandar la capacidad ofertada por GNLC, estos consumidores son las empresas Colbún S.A. y AES Gener S.A., la principal limitante eran las ofertas de capacidad. Ambas compañías si bien participaron del proceso decidieron retirarse³². Otras empresas participantes del proceso se retiraron dado que indicaron que sus expectativas no se cumplían, dado el acuerdo que existía entre el principal suministrador de GNL, British Gas, ya que presentaba derechos

³¹ Para la demanda de los ciclos combinados se consideró un heat rate de 7.800 MMBTU/MWh

³² No obstante Colbún S.A., una vez concluido el primer Open Season habría aceptado las condiciones de contratación negociadas con GNL Chile S.A.

preferentes a favor del el, consistente en la opción de participar directamente como suministrados o indirectamente si el GNL fuese suministrado por terceros³³.

Se ha observado luego de este Open Season el desarrollo paulatino de un mercado secundario asociado a la comercialización de GN ya que los volúmenes contratos por ENAP y METROGAS superan sus necesidades de consumo propio, lo que ha llevado a estas empresas a ofertar GN contratado a terceros como Colbun y AES Gener.

Análisis Segundo Open Season.

Se han incorporado en el Open Season que se encuentra en desarrollo, la introducción de modificaciones respecto del primer proceso, las cuales son un esfuerzo por objetivar el acceso a capacidades de regasificación del terminal, bajo condiciones más flexibles, públicas y no discriminatorias (según sus propias bases). Algunos de los elementos son los siguientes:

- a) Modalidades de Contratación Take or Pay a 10, 15 o 20 años plazo con una capacidad mínima de 600.000 m³/día: A diferencia del proceso anterior, se observa la posibilidad de negociar tanto contratos de mediano como de largo plazo, con miras a recuperar la inversión efectuada en la ampliación del terminal Quintero, tratando de atender, a su vez, a las necesidades específicas de eventuales clientes de menor envergadura,

³³ Estos derechos se denominan Fronting Right y Right of First Offer:

- Right of First Offer: Implica que solo podría pedirse suministro spot al Mercado del GNL si antes se había solicitado una oferta a BG. Con esto BG buscaba impedir que GNLC utilizara la flexibilidad ofrecida por ella para obtener utilidades de corto plazo. Por ejemplo, si un año estaba muy barato, GNLC podría aprovecharse de la flexibilidad para no solicitar volúmenes de BG, y contratar todo en el mercado spot. Es importante aclarar que este derecho no es un Matching Right (conocido también como Right of First Refusal), que significaría que BG tiene el derecho de igualar la oferta que se reciba de tercero. EN efecto, GNLC no tenía la obligación de comprar a BG aunque igualara o superara la oferta de un tercero.
- Fronting Right: Si bien GNLC tendría la opción de contraer suministro de terceros, en cuyo caso BG tendría la opción de hacer un “fronting” del contrato. Esto es, BG contrataría el suministro del tercero y luego revendería los volúmenes a GNLC en las mismas condiciones (contrato pass-through). Esto le daría a BG el derecho a un Fee (1% o 2oA del valor del Henry Hub dependiendo de algunas condiciones del contrato), y otros beneficios como conocer las condiciones de la venta (i.e. precio) y la posibilidad de incorporar el suministro del tercero a su portfolio (en teoría esto podría darle la posibilidad de hacer operaciones de swap y obtener utilidades).

sobre todo actores del segmento. De igual forma, la capacidad mínima a contratar se reduce a la mitad en relación al Open Season Anterior.

- b) Abstención del actual pool de clientes de participar en el proceso open season: En sesión de directorio de GNL Chile S.A. se acordó que sus clientes activos no participarían de esta invitación, con el objeto de garantizar que las bases propuestas se aplicasen de manera objetiva, transparente y en igualdad de condiciones exclusivamente respecto de los entrantes, evitando así posibles restricciones de tipo vertical entre dicha empresa y sus clientes.
- c) Renuncia al ejercicio de derechos preferentes sobre capacidades adicionales: En efecto, de la capacidad que iba a significar la expansión del terminal (4,8 MM m³/día), los clientes actuales de GNLC renunciaron al ejercicio de cualquier preferencia sobre 3,2 MM m³/día, lo cual se traduce en la posibilidad de ofertar íntegramente dicha capacidad a nuevos entrantes, sin condiciones adicionales a las exigidas en el segundo open season. El porcentaje restante se asumiría como una garantía al mayor riesgo asumido por los clientes originales de GNLC en sus contratos de largo plazo.
- d) Estandarización de derechos y obligaciones para todos los clientes: En esencia, los instrumentos (“GSA”) bajo los cuales los potenciales clientes se vincularían con el operador comercial, GNLC, serían idénticos en cuanto a su contenido sustancial e incluso más beneficioso en algunos casos.
- e) Suministro de GNL en base al “Borrow & Lending”: Este mecanismo permitiría garantizar un suministro continuo a todos los clientes durante el ADP en curso, independientemente de la nominación cronológica asociada al arribo de un barco determinado. De igual forma, la implementación de este sistema permitiría, inicialmente, ejecutar correctamente el modelo de negocios adoptado por GNLC, cuyo principal objeto no es otro que conciliar demandas de gas entre las distintas categorías de clientes.
- f) Presencia de 19 compañías interesadas en nuevo proceso licitatorio: Conformado por un universo de empresas nacionales y extranjeras, todas distintas de los actuales clientes de GNLC, con gran relevancia las pertenecientes al sector eléctrico.
- g) Existencia de un derecho especial de retracto: Se prevé expresamente la posibilidad de dejar sin efecto el ingreso como cliente de un tercero que ya hubiese suscrito el respectivo GSA.

Dado los puntos descritos no se observa, hasta el momento, una negación del uso del terminal de GNL Quintero a terceros, ya que por una parte los volúmenes y plazos indicados en las licitaciones tendrían justificación y la decisión de terceros de no ingresar al terminal podría explicarse por el riesgo asociado al negocio. Por lo visto el según Open Season en desarrollo demuestra un esfuerzo por tener un acceso a capacidades de regasificación bajo condiciones flexibles, públicas y no discriminatorias.

Sin perjuicio de lo indicado respecto a la facilidad esencial, hay que colocar atención al mercado secundario en desarrollo, ya que dadas sus características podría generar conductas abusivas y/o discriminatorias dado su nivel de maduración y características.

5.3.2 Acceso Actual a Terceros del Terminal GNL Mejillones.

En Noviembre de 2012 GNLM firma su primer contrato TUA con Minera Escondida para ofrecer el servicio de regasificación de largo plazo. El modelo de negocio implementado hasta el año 2012 por GNLM, que corresponde al término de la etapa de Fast Track, es la venta integral de gas natural por medio de contratos con volúmenes en condiciones de Take or Pay altamente inflexibles. Los principales clientes en ésta etapa son CODELCO, El Abra, Collahuasi y Minera Escondida, quienes a su vez suscribieron contratos de maquila con los generadores eléctricos, GasAtacama y E-CL, debido a la inflexibilidad en los contratos se observaban importantes fluctuaciones en la declaración de costos variables de las generadoras en base a GNL en el SING, situación que ponía en duda la eficiencia del despacho en base a costos declarados en presencia de contratos de GNL con cláusulas take or pay. Otros clientes son Distrinor, Endesa y E-CL por el gas excedente de los contratos anteriores. En tanto que para el año 2013 en adelante, el modelo de negocio cambia a ser un prestador de servicios de regasificación, almacenamiento, uso de instalaciones y servicios asociados del terminal, siendo los clientes los encargados de la contratación del suministro.

La política de GNLM es ofrecer su servicio de gasificación a los actuales y nuevos clientes sin discriminar, de acuerdo a lo que informa la propia empresa. Sin

embargo, los clientes mineros actuales, como contraprestación por el precio pagado por el gas natural, tienen opciones a favor para adquirir acciones de la sociedad GNLM S.A. u opciones de derecho de uso del Terminal de gasificación.

duración TUA [años]	1	10	15	20
tarifa [USD/MMBTUpcs]	3,02	2,01	1,91	1,85

Figura 5.14: Tarifas por servicios de regasificación contrato base, *Tarifas expresadas en base Enero 2012. Fuente: Información extraída de página web GNLM <http://www.gnlm.cl/sitio/comercial/acceso-al-terminal/regasificacion/tarifas/>.

CONCLUSIONES

Respecto al Otorgamiento de Acceso Abierto a Terminales de Regasificación y Almacenamiento de GNL.

1. Los modelos de acceso y regulación poseen en su etapa de concepción y definición una fuerte componente de la cultura Política y jurídica del país, por lo tanto muchas veces su implementación y aplicación se deriva más allá de las justificaciones técnicas y/o económicas al rol participativo del Estado que quiera asignar la administración. Para el caso de Chile se aprecian decisiones tendientes a la autorregulación de los Mercados en cuanto Regasificación, siendo los privados quienes deben buscar las formas de viabilizar las inversiones con algunos incentivos del gobierno por intermedio de permisos y agilizaciones administrativas. Esta es una medida que ha dado resultado y se recomienda seguir por la vía de la Autorregulación del Mercado, manteniendo un rol fiscalizador del Estado que debe ser agudizado en la medida que se detecten imperfecciones.
2. EN función de la conclusión anterior, el Estado debe realizar un análisis permanente de la industria y Mercado del GNL y sus sustitutos directos a modo de identificar condiciones abusivas que puedan generarse tanto en el mercado directo como en el secundario.
3. El objetivo del gobierno de aumentar la capacidad en GNL e instalar nuevas centrales de ciclo combinado a gas natural en la matriz energética, en lo posible mediante nuevos actores estará sujeto a la variabilidad de la Regulación a imponer.
4. Respecto a si los terminales de regasificaciones deben ser considerados o no facilidades esenciales, según los antecedentes recopilados y la experiencia internacional, se desprende en general que no deben considerarse como facilidades esenciales o por lo menos calificarlos pero con excepciones. Hay países en donde se hacen por considerar que los mercados son lo suficientemente competitivos y otros por considerar que

la participación del Estado debe ser protagónica es post de mejorar la competencia. En el caso de Chile se está en un pie en donde las instalaciones existentes y proyectos futuros no han sido catalogados de esta forma.

5. No obstante lo indicado en el punto anterior, aquellos países que consideran sus instalaciones de regasificación de GNL como esenciales existen esquemas flexibles en donde existen excepciones (como por ejemplo de contratos bilaterales) a la obligación de acceso de terceros a modo de fomentar la inversión de terceros en nuevos terminales u/o ampliaciones.
6. Dado lo anterior y considerando las profundidades de los mercados analizados es razonable sugerir que en el mercado nacional (norte y sur) los terminales que actualmente se encuentran en funcionamiento mantengan su condición de terminales cerrados en el caso de GNL Quintero y Abierto GNL Mejillones (decisión propia de realizar licitaciones abiertas no reguladas) de forma no Regulada,. Si se recomienda que las nuevas ampliaciones y nuevos terminales tengan una clasificación de instalaciones esenciales, no obstante con las excepciones necesarias a modo de fomentar la inversión, esto debe ser evaluado caso a caso. Según la experiencia internacional mostrada en este estudio no es una práctica habitual en los mercados someter a regulaciones estrictas respecto al acceso incluso dentro de un mismo terminal. En la Unión Europea y los modelos por los cuales ha transitado Estados Unidos y el Reino Unido se ha reconocido en ciertas condiciones la catalogación de facilidades esenciales, sin embargo la forma en que estas se regulan varían de un Mercado a otro y tienen relación directa con la profundidad del mercado primario y secundario en primera instancia, y luego en las condiciones de competencia que se generen.
7. El principal problema que hoy en día se aprecia en el mercado del GNL Nacional es la verticalidad de las empresas y consiguiente establecimiento de barreras de entrada o de niego del acceso a las instalaciones. En

general el problema con las regulaciones de los terminales según la experiencia internacional es que las buenas intenciones en materias de competencia y acceso se contraponen con las formas de exclusión que los incumbentes que estén verticalmente integrados puedan desarrollar en perjuicio de los demás competidores. Se recomienda realizar una **separación de los entes regasificador y comercializador**, esta es una de las medidas secundarias en cuanto a eliminación de verticalidad de los mercados y permitirá tener un mejor control de los movimientos y por ende una mejor regulación y fiscalización tanto de tarifas como de acceso igualitario en los casos que corresponda.

Respecto a la Regulación de tarifas y Modelos de Gestión.

1. Al momento de clasificar un nuevo terminal o parte de su capacidad como de acceso abierto, se debe establecer la necesidad de encontrar un punto de eficiencia en que la utilización sea económicamente óptima, por lo tanto el cómo realizar dicha asignación es complejo y no establece una fórmula clara en los países analizados. Hay que buscar es la combinación adecuada entre incentivos y restricciones en función del objetivo final que se desee buscar: maximizar el uso de los terminales sin afectar la inversión en infraestructura de largo plazo. Se recomienda profundizar el estudio de composición de tarifas o procesos regulados de “open season” a modo de buscar la mayor eficiencia económica.
2. Respecto a la regulación del uso y tarifas, hoy se tiene centrales a gas usando combustibles más caros (diésel) o funcionando parcialmente, con el consecuente aumento de precios en el mercado spot de generación eléctrica. Las razones principales son;
 - a. Las empresas generadoras se han inhibido de celebrar contratos de suministro de GNL tipo “take or pay”, entre otras razones por el riesgo inherente de la hidrología sobre el precio marginal de la energía.

- b. modelos de negocios de los dos terminales GNL, en relación a sus condiciones de acceso junto a la estructura de propiedad, donde participan empresas generadoras.
- 3. Lo señalado en el punto anterior podría estar dificultando el acceso a los demás competidores al uso de los terminales en modalidad spot y sobre todo a disponer de capacidad reservada para uso permanente y nuevos proyectos de inversión, especialmente en generación.
- 4. Una de las principales causas que produce la necesidad de reformar el actual esquema de despacho es la ausencia de un **mercado secundario maduro**, que permita realizar transacciones rápidas y a precios competitivos en función de las reales necesidades de GNL del sistema bajo una condición dada (por ejemplo para diferentes hidrologías)
- 5. Un sistema de regulación de tarifas debe ir de la mano con modificaciones al actual **mecanismo de despacho de las unidades generadoras del país**, ya que este es incompatible con una gestión eficiente de contratos del tipo take or pay al cual son sometidos mediante los comercializadores, esto ya que no reconoce los costos reales asociados a estos tipos de contratos de suministro de GNL (volúmenes y restricciones físicas de almacenamiento). Los actuales principios de despacho de las unidades no reflejan los riesgos de contar o no con GN y asume que es posible gestionar el despacho a través de los costos variables.

REFERENCIAS

1. Centro de regulación y Competencia, Fundación Facultad de Derecho Universidad de Chile, *“Marco Regulatorio Internacional de la Industria de Regasificación de Gas Natural Licuado”*, Comisión Nacional de Energía. 30 de diciembre de 2010.
2. *Comisión Nacional de Energía, “Diagnostico y Perspectivas para la Operación de los Terminales de GNL en Chile”*. Consultora MasEnergía Ltda. 22 de Diciembre de 2011.
3. Comisión Nacional de Energía, *“Análisis de la Estructura de Costos del GNL regasificado”*. Consultora MasEnergía Ltda. 20 de Diciembre de 2011.
4. Gas Technologi Institute
5. “Estimacion del Precio del GNL a Largo Plazo”.
[http://web.ing.puc.cl/~power/alumno13/precioGNL/Informe%20GNL%20mercados%20electricos%20\(1\).html](http://web.ing.puc.cl/~power/alumno13/precioGNL/Informe%20GNL%20mercados%20electricos%20(1).html)
6. “Competencia y regulación en los Mercados Españoles del Gas y la Electricidad”. 2008.
http://www.iese.edu/en/files/energy%20report_Esp_tcm4-31331.pdf
7. GNL Mejillones. www.gnlm.cl
8. “Estructura de Costos y Contratos de GNL”. PUC
http://web.ing.puc.cl/power/alumno06/GNLdispatch/index_files/Page311.htm
9. http://web.ing.puc.cl/power/alumno06/GNLdispatch/index_files/Page310.htm
10. “Diagnostico y perspectiva para la operación de los terminales de GNL en Chile”. Consultora MASENERGIA LTDA. Diciembre 2011
11. Análisis Económico del Despacho Eléctrico de Generadores con Contratos de Suministro de Combustible GNL Take or Pay, Diciembre 2014

12. ARROYO, A.; PERDRIEL, A.: "Gobernanza del gas natural no convencional para el desarrollo sostenible de América Latina y el Caribe. Experiencias generales y tendencias en la Argentina, el Brasil, Colombia y México", CEPAL, Serie Recursos Naturales e Infraestructura, N° 169, Santiago, 2015
13. FISCALIA NACIONAL ECONOMICA 2014: investigación sobre las condiciones de competencia en la operación del terminal GNL Quintero (15 de Junio 2015), elaborado por la división de abusos unilaterales.

Anexo A

GNL Comercializado Durante 2014.

Segun Datos BP Statistical Review of World Energy 2015 full report

Trade movements 2014 as liquefied natural gas

To	From																				Total imports			
	US*	Brazil†	Trinidad & Tobago	Peru	Norway	Other Europe*	Russian Federation	Oman	Qatar	United Arab Emirates	Yemen	Algeria	Angola	Egypt	Equatorial Guinea	Nigeria	Australia	Brunei	Indonesia	Malaysia		Papua New Guinea	South Korea	
US	-	-	1.2	-	0.2	0.1	-	-	-	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.7
Canada	†	-	0.6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.6
Mexico	†	-	0.4	4.3	0.2	0.2	-	-	1.4	-	-	-	-	-	-	2.5	-	-	0.3	-	-	-	-	9.3
North America	†	-	2.2	4.3	0.3	0.3	-	-	1.4	-	0.2	-	-	-	-	2.5	-	-	0.3	-	-	-	-	11.6
Argentina	-	0.1	3.4	-	0.2	1.1	-	-	0.9	-	-	-	-	-	-	0.9	-	-	-	-	-	-	-	6.5
Brazil	0.1	-	1.9	-	1.1	1.7	-	-	0.6	-	-	0.1	0.1	-	0.5	1.9	-	-	-	-	-	-	-	7.9
Chile	-	-	3.7	-	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	3.8
Other S. & Cent. America	-	-	2.6	-	0.1	0.1	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	0.2	-	-	-	-	-	-	-	3.0
S. & Cent. America	0.1	0.1	11.5	-	1.3	2.9	-	-	1.7	-	-	0.1	0.1	-	0.5	3.0	-	-	-	-	-	-	-	21.4
Belgium	-	-	-	-	-	-	-	-	2.9	-	-	†	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.9
France	-	-	0.1	0.1	0.2	0.1	-	-	1.0	-	-	4.4	-	-	0.1	1.2	-	-	-	-	-	-	-	7.1
Italy	-	-	0.1	-	-	0.1	-	-	4.3	-	-	0.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.5
Spain	-	-	2.0	1.2	1.2	0.2	-	0.2	3.0	-	-	4.9	-	-	-	2.7	-	-	-	-	-	-	-	15.5
Turkey	-	-	0.1	-	0.3	0.2	-	-	1.1	-	-	4.1	-	-	-	1.5	-	-	-	-	-	-	-	7.3
United Kingdom	-	-	0.4	-	-	-	-	-	10.4	-	-	0.5	-	-	-	†	-	-	-	-	-	-	-	11.3
Other Europe & Eurasia	-	-	0.5	-	1.0	0.2	-	-	0.9	-	-	0.6	-	-	-	0.4	-	-	-	-	-	-	-	3.5
Europe and Eurasia	-	-	3.1	1.3	2.7	0.8	-	0.2	23.6	-	-	14.6	-	-	0.1	5.8	-	-	-	-	-	-	-	52.1
Middle East	-	-	1.2	-	-	0.4	-	0.1	2.3	-	0.4	-	-	-	-	0.7	0.1	-	-	0.3	-	-	-	5.4
China	-	-	0.2	-	0.2	0.3	0.2	0.2	9.2	-	1.4	0.3	0.2	0.2	1.0	0.6	5.2	0.2	3.5	4.1	0.4	0.1	-	27.1
India	-	-	0.1	-	0.1	0.3	-	0.1	16.2	0.1	0.6	0.2	-	-	1.2	-	-	-	-	0.1	-	0.1	-	18.9
Japan	0.3	-	0.2	0.1	0.5	1.3	11.5	4.7	21.9	7.7	1.3	1.0	0.1	0.1	1.2	6.5	25.0	5.9	7.8	20.3	3.0	-	120.6	
Malaysia	-	-	-	-	0.1	0.2	-	-	0.1	-	0.4	0.5	-	0.1	-	0.4	0.1	0.4	-	0.2	-	-	-	2.4
Singapore	-	-	0.4	-	-	0.2	-	-	-	-	-	-	-	-	1.9	-	-	-	-	-	-	-	-	2.6
South Korea	-	-	0.2	-	0.1	1.5	2.6	5.1	17.7	0.1	4.2	0.5	0.1	0.1	4.4	1.2	1.0	7.1	5.1	-	-	-	-	51.1
Taiwan	-	-	0.1	-	-	0.1	0.1	0.2	8.0	-	0.3	0.1	-	-	0.2	0.2	0.1	0.8	2.8	3.9	1.3	-	-	18.1
Thailand	-	-	0.1	-	-	0.1	-	0.1	1.3	-	0.1	-	-	-	0.2	-	-	-	-	0.1	-	-	-	1.9
Asia Pacific	0.3	-	1.2	0.1	0.9	3.8	14.5	10.4	74.4	8.0	8.3	2.6	0.4	0.4	4.4	13.3	31.6	8.3	21.4	33.7	4.7	0.2	242.7	
Total exports	0.4	0.1	19.3	5.7	5.3	8.2	14.5	10.6	103.4	8.0	8.9	17.3	0.5	0.4	5.0	25.3	31.6	8.3	21.7	33.9	4.7	0.2	333.3	

† Less than 0.05.
* Includes re-exports.

Source: Includes data from GIIGNL, IHS Waterborne, PIRA Energy Group, Poten, Wood Mackenzie.

Anexo B

Catastro de Terminales de Regasificación de GNL

Reference Number	Country	Terminal Name	Start Year	Nameplate Receiving Capacity (MTPA)	Owners*	Concept
1	Spain	Barcelona	1969	12.4	ENAGAS 100%	Onshore
2	Japan	Negishi	1969	12	TEPCO 50%; Tokyo Gas 50%	Onshore
3	US	Everett	1971	5.4	GDF SUEZ 100%	Onshore
4	Italy	Panigaglia (La Spezia)	1971	2.5	Eni 100%	Onshore
5	France	Fos Tonkin	1972	4	GDF SUEZ 100%	Onshore
6	Japan	Senboku	1972	15.3	Osaka Gas 100%	Onshore
7	Japan	Sodegaura	1973	29.4	TEPCO 50%; Tokyo Gas 50%	Onshore
8	Japan	Chita LNG Joint/ Chita Kyodo	1977	8	Chubu Electric 50%; Toho Gas 50%	Onshore
9	Japan	Tobata	1977	6.8	Kitakyushu LNG 100%	Onshore
10	US	Cove Point	1978	11	Dominion 100%	Onshore
11	US	Elba Island	1978	12.4	KM LNG Operating Partnership 100%	Onshore
12	Japan	Himeji	1979	13.3	Osaka Gas 100%	Onshore
13	France	Montoir-de-Bretagne	1980	7.3	GDF SUEZ 100%	Onshore
14	US	Lake Charles	1982	17.3	Southern Union 75%; AIG Highstar (Private Equity) 25%	Onshore
15	Japan	Chita	1983	12	Chubu Electric 50%; Toho Gas 50%	Onshore
16	Japan	Higashi-Ohgishima	1984	14.7	TEPCO 100%	Onshore
17	Japan	Nihonkai (Niigata)	1984	8.9	Nihonkai LNG 58.1%; Tohoku Electric 41.9%	Onshore
18	Japan	Futtsu	1985	16	TEPCO 100%	Onshore
19	South Korea	Pyeong-Taek	1986	34.5	KOGAS 100%	Onshore
20	Japan	Yokkaichi LNG Works	1987	7.1	Chubu Electric 100%	Onshore
21	Belgium	Zeebrugge	1987	6.6	Publigas 89.97%; Fluxys 10.03%	Onshore
22	Spain	Huelva	1988	8.4	ENAGAS 100%	Onshore
23	Spain	Cartagena	1989	7.6	ENAGAS 100%	Onshore
24	Japan	Oita	1990	5.1	Kyushu Electric 100%	Onshore
25	Japan	Yanai	1990	2.4	Chugoku Electric 100%	Onshore
26	Taiwan	Yong an (Kaohsiung)	1990	10	CPC 100%	Onshore
27	Turkey	Marmara Ereglisi	1994	5.9	Botas 100%	Onshore
28	South Korea	Incheon	1996	38	KOGAS 100%	Onshore
29	Japan	Sodeshi/Shimizu LNG	1996	1.6	Shizuoka Gas 65%; TonenGeneral 35%	Onshore
30	Japan	Kawagoe	1997	7.7	Chubu Electric 100%	Onshore
31	Japan	Ohgishima	1998	6.7	Tokyo Gas 100%	Onshore
32	Puerto Rico	Peñuelas (EcoElectrica)	2000	1.2	Gas Natural Fenosa 47.5%; International Power 25%; Mitsui 25%; GE Capital 2.5%	Onshore
33	Greece	Revithoussa	2000	3.3	DEPA 100%	Onshore
34	Japan	Chita Midorihama Works	2001	8.3	Toho Gas 100%	Onshore
35	South Korea	Tong-Yeong	2002	17	KOGAS 100%	Onshore
36	Dominican Republic	AES Andrés	2003	1.9	AES 100%	Onshore
37	Spain	Bilbao (BBG)	2003	5.1	ENAGAS 40%; EVE 30%; RREEF Infrastructure 30%	Onshore
38	India	Dahej LNG	2004	10	Petronet LNG 100%	Onshore
39	Portugal	Sines LNG	2004	5.8	REN 100%	Onshore

40	UK	Grain LNG	2005	15	National Grid Transco 100%	Onshore
41	South Korea	Gwangyang	2005	1.8	Posco 100%	Onshore
42	India	Hazira LNG	2005	5	Shell 74%; TOTAL 26%	Onshore
43	Japan	Sakai	2005	2	Kansai Electric 70%; Cosmo Oil 12.5%; Iwatani 12.5%; Ube Industries 5%	Onshore
44	Turkey	Aliaga LNG	2006	4.4	Egegaz 100%	Onshore
45	Mexico	Altamira LNG	2006	5.4	Vopak 60%; ENAGAS 40%	Onshore
46	China	Guangdong Dapeng LNG I	2006	6.7	Local companies 37%; CNOOC 33%; BP 30%	Onshore
47	Japan	Mizushima LNG	2006	1.7	Chugoku Electric 50%; JX Nippon Oil & Energy 50%	Onshore
48	Spain	Saggas (Sagunto)	2006	6.9	RREEF Infrastructure 30%; Eni 21.25%; Gas Natural Fenosa 21.25%; Osaka Gas 20%; Oman Oil 7.5%	Onshore
49	Spain	Mugardos LNG (El Ferrol)	2007	2.6	Grupo Tojeiro 36.5%; Gas Natural Fenosa 21%; Comunidad Autonoma de Galicia 17.5%; Other Companies 15%; Sonatrach 10%	Onshore
50	UK	Teesside GasPort	2007	3	Excelebrate Energy 100%	Floating
51	Mexico	Costa Azul	2008	7.5	Sempra 100%	Onshore
52	US	Freeport LNG	2008	11.3	Michael S Smith Cos 45%; ZHA FLNG Purchaser 30%; Dow Chemical 15%; Osaka Gas 10%	Onshore
53	China	Fujian (Putian)	2008	5	CNOOC 60%; Fujian Investment and Development Co 40%	Onshore
54	US	Northeast Gateway	2008	3	Excelebrate Energy 100%	Floating
55	US	Sabine Pass	2008	30.2	Cheniere Energy 100%	Onshore
56	Argentina	Bahia Blanca GasPort	2008	3.8	YPF 100%	Floating
57	Italy	Adriatic LNG/Rovigo	2009	5.8	ExxonMobil 46.35%; Qatar Petroleum 46.35%; Edison 7.3%	Offshore
58	US	Cameron LNG	2009	11.3	Sempra 50.2%; GDF SUEZ 16.6%; Mitsubishi 16.6%; Mitsui 16.6%	Onshore
59	Canada	Canaport	2009	7.5	Repsol 75%; Irving Oil 25%	Onshore
60	UK	Dragon LNG	2009	4.4	BG Group 50%; PETRONAS 30%; 4Gas 20%	Onshore
61	Kuwait	Mina Al-Ahmadi	2009	5.8	KPC 100%	Floating
62	Brazil	Pecém	2009	1.9	Petrobras 100%	Floating
63	Chile	Quintero LNG	2009	2.7	ENAGAS 20.4%; ENAP 20%; ENDESA 20%; Metrogas 20%; Oman Oil 19.6%	Onshore
64	China	Shanghai (Yangshan)	2009	3	Shenergy Group 55%; CNOOC 45%	Onshore
65	UK	South Hook	2009	15.6	Qatar Petroleum 67.5%; ExxonMobil 24.15%; TOTAL 8.35%	Onshore
66	Taiwan	Taichung LNG	2009	3	CPC 100%	Onshore
67	UAE	Dubai	2010	3	Dubai Supply Authority (Dusup) 100%	Floating
68	France	FosMax LNG (Fos Cavaou)	2010	6	GDF SUEZ 71.97%; TOTAL 28.03%	Onshore
69	Chile	Mejillones LNG	2010	1.5	GDF SUEZ 63%; Codelco 37%	Onshore
70	US	Neptune LNG	2010	3	GDF SUEZ 100%	Floating
71	China	Dalian	2011	3	PetroChina 75%; Dalian Port 20%; Dalian Construction Investment Corp 5%	Onshore
72	Netherlands	GATE LNG	2011	8.8	Gasunie 47.5%; Vopak 47.5%; EconGas OMV 5%	Onshore

73	US	Golden Pass	2011	15.6	Qatar Petroleum 70%; ExxonMobil 17.6%; ConocoPhillips 12.4%	Onshore
74	US	Gulf LNG (formerly Clean Energy Terminal)	2011	11.3	KM LNG Operating Partnership 50%; GE Energy Financial Services 30%; Sonangol 20%	Onshore
75	Argentina	Puerto Escobar	2011	3.8	Enarsa 100%	Floating
76	Thailand	Map Ta Phut LNG	2011	5	PTT 50%; Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) 25%; Electricity Generating Company 25%	Onshore
77	China	Rudong Jiangsu LNG	2011	3.5	PetroChina 55%; Pacific Oil and Gas 35%; Jiangsu Guoxin 10%	Onshore
78	Brazil	Guanabara LNG/Rio de Janeiro	2012	6	Petrobras 100%	Floating
79	Indonesia	Nusantara	2012	3.8	Pertamina 60%; PGN 40%	Floating
80	Japan	Ishikari LNG	2012	1.4	Hokkaido Gas 100%	Onshore
81	Japan	Joetsu	2012	2.3	Chubu Electric 100%	Onshore
82	Mexico	Manzanillo	2012	3.8	Mitsui 37.5%; Samsung 37.5%; KOGAS 25%	Onshore
83	China	Dongguan	2012	1	Jovo Group 100%	Onshore
84	Israel	Hadera Gateway	2013	3	Israel Natural Gas Lines 100%	Floating
85	India	Dabhol	2013	2	GAIL 31.52%; NTPC 31.52%; Indian financial institutions 20.28%; MSEB Holding Co. 16.68%	Onshore
86	Singapore	Jurong Island LNG	2013	6	Singapore Energy Market Authority 100%	Onshore
87	Malaysia	Lekas LNG (Malacca)	2013	3.8	PETRONAS 100%	Floating
88	China	Ningbo, Zhejiang	2013	3	CNOOC 51%; Zhejiang Energy Group Co Ltd 29%; Ningbo Power Development Co Ltd 20%	Onshore
89	China	Zhuhai (CNOOC)	2013	3.5	CNOOC 30%; Guangdong Gas 25%; Guangdong Yuedian 25%; Local companies 20%	Onshore
90	Italy	Livorno/LNG Toscana	2013	2.7	EON 46.79%; IREN 46.79%; OLT Energy 3.73%; Golar 2.69%	Floating
91	China	Tangshan Caofeidian LNG	2013	3.5	PetroChina 100%	Onshore
92	China	Tianjin (OS)	2013	2.2	CNOOC 100%	Floating
93	Japan	Naoetsu (Joetsu)	2013	2	INPEX 100%	Onshore
94	India	Kochi LNG	2013	5	Petronet LNG 100%	Onshore
95	Brazil	Bahia/TRBA (OS)	2014	3.8	Petrobras 100%	Floating
96	Indonesia	Lampung LNG	2014	1.8	PGN 100%	Floating
97	South Korea	Samcheok	2014	6.8	KOGAS 100%	Onshore
98	China	Hainan LNG	2014	2	CNOOC 65%; Hainan Development Holding Co 35%	Onshore
99	Japan	Hibiki LNG	2014	3.5	Saibu Gas 90%; Kyushu Electric 10%	Onshore
100	China	Shandong LNG	2014	3	Sinopec 99%; Qingdao Port Group 1%	Onshore
101	Lithuania	Klaipeda LNG	2014	3	Klaipedos Nafta 100%	Floating
102	Indonesia	Arun LNG	2015	3	Pertamina 70%; Aceh Regional Government 30%	Onshore

Catastro de Terminales de Regasificación de GNL bajo construcción

	Country	Terminal or Phase Name	Start Year	Nameplate Receiving Capacity (MTPA)	Owners*	Concept
103	Chile	Quintero LNG (Expansion)	2015	1.3	ENAGAS 20.4%; ENAP 20%; ENDESA 20%; Metrogas 20%; Oman Oil 19.6%	Onshore
104	China	Rudong Jiangsu LNG Phase 2	2015	3	CNPC 55%; Pacific Oil and Gas 35%; Jiangsu Guoxin 10%	Onshore
105	Pakistan	Engro LNG (OS) Phase 1	2015	2.3	Engro Corp (Pakistan) 100%	Floating
106	Egypt	Egypt LNG (OS)	2015	3.8	EGAS 100%	Floating
107	Uruguay	GNL Del Plata, Uruguay (OS)	2015	2.7	Ancap 50%; UTE 50%	Floating
108	China	Guangdong Dapeng LNG I (Expansion 2)	2015	2.3	CNOOC 33%; BP 30%; Shenzhen Gas 10%; Guangdong Yudean 6%; Guangzhou Gas Group 6%; Shenzhen Energy Group 4%; Hong Kong & China Gas 3%; Hong Kong Electric 3%; Dongguan Fuel Industrial 2.5%; Foshan Gas 2.5%	Onshore
109	Japan	Hachinohe LNG	2015	1.5	JX Nippon Oil & Energy 100%	Onshore
110	Poland	Swinoujscie	2015	3.6	GAZ-SYSTEM SA 100%	Onshore
111	Jordan	Jordan LNG (OS)	2015	3.8	Jordan Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR) 100%	Floating
112	China	Beihai, Guangxi LNG	2015	3	Sinopec 100%	Onshore
113	Japan	Ohgishima (Expansion II)	2015	0.5	Tokyo Gas 100%	Onshore
114	France	Dunkirk LNG	2015	10	EDF 65%; Fluxys 25%; TOTAL 10%	Onshore
115	China	Shenzhen (Diefu)	2015	4	CNOOC 70%; Shenzhen Energy Group 30%	Onshore
116	China	Tianjin (Sinopec) Phase 1	2015	2.9	Sinopec 100%	Onshore
117	China	Yuedong LNG (Jieyang)	2016	2	Shenergy Group 55%; CNOOC 45%	Onshore
118	India	Kakinada LNG (VGS) Phase 1	2016	3.6	Exmar 50%; VGS Group 50%	Floating
119	Greece	Revithoussa (Expansion Phase 2)	2016	1.9	DEPA 100%	Onshore
120	China	Tianjin (onshore)	2016	3.5	CNOOC 100%	Onshore
121	China	Yantai, Shandong Phase 1	2016	1.5	CNOOC 100%	Onshore
122	South Korea	Boryeong	2016	2	GS Energy 50%; SK Energy 50%	Onshore
123	India	Dahej LNG (Phase 3-A1)	2016	5	Petronet LNG 100%	Onshore
124	India	Mundra	2016	5	Adani Group 50%; GSPC 50%	Onshore
125	China	Fujian (Zhangzhou)	2017	3	CNOOC 100%	Onshore
126	Japan	Soma LNG	2018	1.5	Japex 100%	Onshore

Fuente: IGU – World LNG Report 2015 Edition.

Anexo C

Clausulas comunes en los contratos de suministro de gas natural licuado

A continuación se detallan las cláusulas que generalmente presentan los contratos de abastecimiento de gas natural. Además se indica de manera general el impacto que pueden presentar en la operación de los sistemas eléctricos.

- a) **Clausula Take or Pay:** Establece un pago mínimo por un determinado porcentaje de la cantidad anual contratada, e.g. entre el 60% y 95%. Ésta impone al comprador la obligación de retirar un determinado volumen de combustible, independiente de si es utilizado. En los sistemas eléctricos esta cláusula presenta una restricción en el uso del gas natural, ya que en el caso que no existan mercados secundarios, el no considerarla de manera adecuada en la programación de la operación podría significar la pérdida del recurso, situación análoga al vertimiento de agua en sistemas hidroeléctricos.
- b) **Clausula Delivery or Pay:** Establece la obligación del vendedor a entregar un cierto volumen de GNL. En caso de no cumplirse, se establecen mecanismos de compensación para el comprador.
- c) **Clausula Make Up:** Establece que el gas comprometido, que no ha sido consumido en un cierto periodo puede ser utilizado en los meses siguientes. Esta cláusula aporta flexibilidad al contrato, pero requiere tener en cuenta la programación del uso del recurso de modo de garantizar su uso en los meses posteriores.
- d) **Cláusula Carry Forward:** Establece que el gas consumido por sobre la cantidad definida en la cláusula Take or Pay se considere como crédito para el siguiente período si es que la demanda es menor que la establecida en la cláusula take or pay. Esta cláusula aporta flexibilidad al contrato, permitiendo relajar la restricción impuesta por el Take or Pay para los períodos siguientes.
- e) **Clausula Ship or Pay:** En el contrato de transporte, esta cláusula especifica el porcentaje de la capacidad contratada mensual que debe

pagarse independiente de si el transporte no se necesita. La capacidad pagada y no utilizada puede ser recuperada en un periodo posterior.

Las características más comunes de los contratos de suministro de gas natural son las siguientes:

- a. De larga duración;
- b. Precios indexados a una canasta de combustibles (petróleo Brent o Henry Hub);
- c. Programación anual de suministro inflexible producto de restricciones de logística del transporte marítimo y capacidad de almacenamiento. Esta característica se debe tener en cuenta para considerar la disponibilidad de gas para la generación eléctrica, utilizándolo de manera eficiente, ya que una mala coordinación entre el suministro de gas y su uso puede llevar a situaciones de venteo de gas o, por el contrario, de desabastecimiento;
- d. Obligación de pagos por volúmenes mínimos, aun cuando el cliente no lo haya consumido (cláusula take or pay). En los sistemas eléctricos esta cláusula presenta una restricción en el uso del gas natural, ya que en el caso que no existan mercados secundarios, el no considerarla de manera adecuada en la programación de la operación puede significar la pérdida del recurso, situación análoga al vertimiento de agua en sistemas hidroeléctricos;
- e. Compra de volúmenes adicionales con un precio sustancialmente superior. En caso de existir un mercado spot de gas natural regasificado, se puede considerar que las centrales pueden operar con un combustible alternativo al contrato, pero a un precio mayor.