



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

EXPANSION DE CAPACIDAD EN LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL LICUADO (GNL)

SEBASTIAN OSORIO RUIZ

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Escuela de Sistemas

Medellín, Colombia

2012

EXPANSION DE CAPACIDAD EN LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL LICUADO (GNL)

SEBASTIAN OSORIO RUIZ

Ingeniero Industrial

Tesis de grado como requisito parcial para optar al título de:

Magister en Ingeniería de Sistemas

Directora:

Ph.D, Yris Olaya Morales

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Minas, Escuela de Sistemas

Medellín, Colombia

2012

A mis padres

Agradecimientos

A mis padres y hermanas que han sido el pilar fundamental de mi vida y principal motivación.

A Yris Olaya, directora de esta Tesis por la asistencia prestada durante toda la investigación, por la acertada dirección de éste y su buena disposición para hacerlo, por su amabilidad e infinita paciencia. También, por el apoyo y el tiempo que me otorgó en todo momento, sin el cual hubiera sido imposible sacar esta tesis a tiempo.

A Santiago Arango por el interés mostrado en este trabajo, por los conocimientos aportados, por sus sugerencias, asesorías prestadas y ante todo, por la magnífica oportunidad que me presentó para seguir vinculado a la vida académica por medio de un doctorado.

A la Universidad y en especial a la Facultad de Minas por la formación, académica y personal, que me impartió durante toda la maestría.

A todos los profesores, compañeros de la maestría y amigos que en algún momento realizaron aportes a este trabajo con sus revisiones, sugerencias, datos e información.

Resumen

Esta investigación analiza cómo se da la dinámica de expansión de capacidad en la industria de gas natural licuado. Ésta es una industria intensiva en capital, cuyas características hacen que las decisiones sean complejas, por lo que se analizan los principales factores que determinan las inversiones. A su vez, se estudian, las características propias de la industria de gas natural licuado, GNL, tales como la naturaleza discreta de las unidades de producción, la incertidumbre en la entrada de capacidad y su estructura. La investigación apunta a obtener un mayor conocimiento de la complejidad que suponen las inversiones en capacidad en esta industria, las cuales son críticas debido a su magnitud e irreversibilidad.

Para lograr esto, se desarrolló un modelo de dinámica de sistemas (DS) para analizar la inversión en capacidad en la industria de GNL en el eslabón de licuefacción. El modelo sugiere que los inversionistas ajustan sus inversiones según el deseo de los jugadores de incrementar o disminuir sus inversiones basados en la rentabilidad de la industria. El 'sentimiento de mercado' aumenta por la rentabilidad actual del mercado y disminuye por los proyectos en construcción en la medida que los inversionistas encontrarán mayor competencia para colocar su producción y mayores costos de capital debido a la mayor demanda que presentan las empresas de ingeniería y construcción

La validación del modelo sugiere que éste reproduce correctamente el comportamiento histórico de la capacidad instalada de licuefacción de la industria de GNL entre 1993 y 2010. El modelo es particularmente sensible al peso que otorgan los inversionistas a la rentabilidad actual en el momento de ajustar sus inversiones. Esto indica que se requiere mayor investigación sobre el comportamiento de los inversionistas.

Se presentan cinco escenarios de precios, costos y comportamiento de los inversionistas. Los resultados son consistentes con la hipótesis dinámica y muestran que la capacidad instalada aumenta a 2030 debido a la alta rentabilidad que genera la proyección de precios de referencia. Aunque los precios del petróleo pueden variar, induciendo cambios en el precio del GNL, las firmas ajustan su producción a los costos marginales, permitiéndoles mantener sus márgenes de ganancia. Sin embargo, bajo un escenario de precios muy bajos como USD 4/MMbtu, la rentabilidad es tan baja que la inversión en nueva capacidad se ve desestimulada.

Palabras clave: gas natural licuado (GNL), decisiones de inversión, expansión de capacidad, industrias intensivas en capital, dinámica de sistemas (DS).

Abstract

We study the problem of capacity expansion in the liquefied natural gas (LNG) industry. This is a capital-intensive industry, which makes the decision process more complex, therefore we analyze the mechanisms that trigger the investments. Also, we study the principal features of LNG industry, such as lumpiness of investments, uncertainty in capacity entries and industry structure. There is a need for understanding the mechanisms and dynamics of investment since expanding capacity is one of the most strategic decisions because of capital involved and fixity of investments.

To achieve this, we propose a system dynamics (SD) model for analyzing the capacity investment in LNG industry in the liquefaction segment. We suggest that investments are adjusted by the assessment firms make of the current profitability and building activity in the industry, which encourages or discourages investments. Market sentiment increases if profitability is high and it decreases if there are many projects under construction. A high number of projects under construction mean that investors would find stronger competition for allocating their supply, and higher capital costs as demand for Engineering, Procurement and Construction (EPC) contractors' capacity grows.

The validation tests suggest that the model correctly reproduces the historical behavior of capacity between 1993 and 2010. This model is particularly sensitive to changes in the weight investors give to current profitability when they form their expectations and adjust their investment. This suggests that further research on investors' behavior is needed. We show five scenarios of prices, costs and investors' behavior. The results are consistent with dynamic hypothesis and show that capacity increases the next 20 years because of high profitability generated by reference prices forecast. Although oil prices could change so the LNG prices, firms adjust their supply and produce to its marginal costs, allowing them to keep their profits. However, under extremely low prices such as USD 4/MMbtu scenario, profits are too low and investment in new capacity is totally discouraged.

Keywords: liquefied natural gas (LNG), investment decisions, capacity expansion, capital-intensive industries, system dynamics (SD).

Contenido

	Pág.
Siglas y abreviaturas	14
Lista de figuras	15
Lista de tablas	18
1. Introducción	20
1.1. Planteamiento del problema	20
1.2. Pregunta de investigación	20
1.3. Justificación	21
1.4. Objetivos	22
1.4.1. Objetivo general	22
1.4.2. Objetivos específicos	22
1.5. Alcance del trabajo	23
1.6. Organización del trabajo	23
2. La industria del GNL como industria intensiva en capital	24
2.1. ¿Qué es una industria intensiva en capital?	24
2.2. ¿De qué dependen las decisiones de inversión?	28
2.2.1. Contenido estratégico	28
2.2.2. Cambios en las expectativas	29
2.2.3. Coordinación	30
3. Modelamiento de la expansión de capacidad	32
3.1. Modelos revisados	32
3.2. Discusión	35
3.3. Ventajas de la dinámica de sistemas, DS	41

4. Industria de GNL.....	42
4.1. Estructura de los costos	43
4.2. Mercado mundial de GNL.....	46
4.2.1. Evolución de la capacidad de licuefacción	46
4.2.2. Demanda.....	47
4.2.3. Formación de precio.....	50
4.3. Integración vertical en la industria del GNL.....	52
4.4. Coordinación y cooperación en la industria del GNL	57
4.4.1. Cooperación entre países	57
4.4.2. Coordinación entre empresas.....	59
5. Modelando la expansión de capacidad en la industria de GNL.....	61
5.1. Hipótesis dinámica	61
5.2. Modelo.....	63
5.2.1. Rentabilidad actual del mercado.....	64
5.2.2. Estado futuro del mercado	66
5.2.3. Formación de expectativas y ajuste de inversión	67
5.3. Datos y supuestos del modelo	69
5.4. Validación.....	71
5.4.1. Límites adecuados y validación de estructura.....	71
5.4.2. Consistencia dimensional.....	72
5.4.3. Validación de parámetros	72
5.4.4. Condiciones extremas	73
5.4.5. Error de integración.....	74
5.4.6. Reproducción del comportamiento.....	74
5.4.7. Anomalías del comportamiento	77
5.4.8. Miembro de familia.....	78
5.4.9. Comportamiento sorpresivo	78
5.4.10. Análisis de sensibilidad.....	79
5.4.11. Mejoramiento del sistema	82
6. Resultados	83
6.1. Escenario base	83
6.2. Precios del petróleo.....	87

6.3.	Incertidumbre de precios	93
6.4.	Escenario crítico: Precios bajos del petróleo y costos altos	94
6.5.	Cambios en la formación de expectativas de los inversionistas	96
7.	Conclusiones y trabajo futuro	100
8.	Anexos	105
8.1.	Modelo neoclásico de inversión	105
8.2.	Datos de la simulación	106
8.2.1.	Histórico de capacidad instalada (Reuters 2007; Oil & Gas Journal Various issues)	106
8.2.2.	Demanda (EIA Various issues; BP Various issues)	107
8.3.	Precios	107
8.3.1.	Datos históricos de EEUU	107
8.3.2.	Datos históricos de Japón	108
8.4.	Regresiones	109
8.5.	Proyecciones de precio	110
8.6.	Conversiones	111
9.	Bibliografía	112

Siglas y abreviaturas

GNL: Gas Natural Licuado

USD: Dólares americanos

EEUU: Estados Unidos de América

OPEP: Organización de países productores de petróleo

DS: Dinámica de Sistemas

GN: Gas Natural

MMton: Millones de toneladas de GNL (medida utilizada para producción)

MMtpy: Millones de toneladas por año (medida utilizada para expresar capacidad de producción anual)

MMbtu: Millones de btu (british thermal units)

Lista de figuras

Figura 1. Cadena de suministro del GNL (Rüster & Neumann 2006a).....	42
Figura 2. Comparación de los costos de transporte para tubería y GNL según la distancia (Foss 2007)	44
Figura 3. Capacidad promedio de un tren en plantas nuevas de licuefacción (Rüster & Neumann 2006a)	45
Figura 4. Costos promedio de un MMtpy de capacidad de licuefacción nueva (Rüster & Neumann 2006a)	45
Figura 5. Capacidad de la flota de GNL en metros cúbicos (Rüster & Neumann 2006a).....	46
Figura 6. Datos históricos de capacidad instalada y adiciones de capacidad anuales en millones de toneladas de GNL (MMtpy) (Reuters 2007; Oil & Gas Journal Various issues).....	47
Figura 7. Datos históricos de demanda (MMton) de los tres principales mercados (América, Europa y Asia Pacífico) y capacidad instalada (MMtpy) a nivel mundial entre 1993 y 2010. Nota: En 2009 entró Kuwait al mercado y en 2010 lo hizo Emiratos Árabes, pero su consumo agregado no alcanza el 1%, por lo que no se considera en la gráfica. (EIA Various issues; BP Various issues).....	48
Figura 8. Evolución de los participantes en el mercado de GNL y el Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) para medir la concentración del mercado. Diseño del autor, construido a partir de los datos de (EIA Various issues; BP Various issues)	49
Figura 9. Principales movimientos de gas a nivel mundial en 2010: tubería (naranja) y GNL (azul) (BP 2011a)	50
Figura 10. Precios del GN en EEUU y Japón, y su correlación con otros sustitutos. (EIA s. f.; BP Various issues).....	52
Figura 11. Diagrama causal del modelo (hipótesis dinámica).....	63
Figura 12. Función de utilización de capacidad planteada para el modelo.	66

Figura 13. Capacidad de licuefacción y suministro de GNL con un precio de USD2/MMbtu.	73
Figura 14. Reproducción del comportamiento histórico de la capacidad de licuefacción por parte del modelo.	75
Figura 15. Resultados análisis de sensibilidad: la capacidad instalada es principalmente sensible a los cambios en el peso de la rentabilidad en el factor de expectativas.....	81
Figura 16. Resultados de la simulación: la capacidad instalada y el suministro crecen entre 2011 y 2030.....	84
Figura 17. Resultados de la simulación: los proyectos que inician su construcción tienen un comportamiento inestable, mientras la entrada de capacidad nueva a operación y la obsolescencia tienen tendencias crecientes.	85
Figura 18. Resultados de la simulación: el ajuste de las inversiones presenta fluctuaciones y una tendencia decreciente, pero las inversiones siempre se ajustan en un factor superior a 1. El factor de ajuste de inversión es adimensional.	86
Figura 19. Resultados de la simulación: el nivel de proyectos en construcción tiene una tendencia creciente durante toda la simulación.	87
Figura 20. Precio del petróleo histórico y pronosticado para tres escenarios diferentes: bajo, referencia y alto (EIA 2011).....	88
Figura 21. Resultados de la simulación: capacidad instalada bajo tres escenarios de precio del petróleo.....	89
Figura 22. Resultados de la simulación: capacidad instalada y suministro considerando un precio constante de USD 4/MMbtu (en USD2010).....	90
Figura 23. Resultados de la simulación: inicio de proyectos, entrada de capacidad a operación y obsolescencia considerando un precio constante de USD4/MMbtu (en USD2010).	91
Figura 24. Resultados de la simulación bajo cuatro escenarios de precios bajos. El escenario “USD 4,7/MMbtu**” no considera el tamaño fijo de los trenes de producción.	92
Figura 25. Resultados promedio de la capacidad instalada (izquierda) y suministro (derecha) en un escenario de precios aleatorios.	94
Figura 26. Resultados de la simulación bajo tres escenarios de costos marginales de producción (CM), considerando precios bajos del petróleo.	95
Figura 27. Resultados de la simulación para tres escenarios de peso de la rentabilidad actual en las decisiones de inversión. El peso de la rentabilidad futura es complementario al de la rentabilidad actual.....	98

Lista de tablas

Tabla 1. Indicadores de rentabilidad en algunas industrias intensivas en capital y en mano de obra (Yahoo! Finance)	25
Tabla 2. Expansión de capacidad y proceso de desmantelamiento bajo depreciación poca o nula, depende de la diferenciación del producto y la magnitud de los costos hundidos (Besanko et al. 2010).	31
Tabla 3. Modelos revisados.....	32
Tabla 4. Actividades de las compañías globales en la cadena de suministro de GNL (Rüster& Neumann 2006a).....	54
Tabla 5. Movimientos de gas a las regiones de importación(BP 2011a). Diseño del autor.....	59
Tabla 6. Parámetros de la ecuación de Verhulst para la participación del mercado ‘spot’ en el mercado de GNL (Praet 2009).....	69
Tabla 7. Supuestos del modelo	70
Tabla 8. Resultados de la calibración de parámetros.	75
Tabla 9. Estadísticos del ajuste del modelo.	76
Tabla 10. Comparación entre estimaciones de diversas fuentes y resultados del modelo.....	77
Tabla 11. Distribuciones de probabilidad empleadas para el análisis de sensibilidad.	79
Tabla 12. Precio nominal de GNL y Henry Hub (EIA); CPI de EEUU (RI) y estimaciones de precios reales de GNL y Henry Hub.	107
Tabla 13. Precio nominal de GNL (BP 2011a), CPI de Japón (RI), precio del petróleo (BP 2011a) y estimación del precio real de GNL.	108
Tabla 14. Resultados de las regresiones para estimar los precios de importación de GNL de EEUU y Japón.	109

Tabla 15. Precio nominal Henry Hub proyectado (EIA 2011) y precios reales estimados de Henry Hub e importación de GNL en EEUU..... 110

Tabla 16. Precio del petróleo bajo tres escenarios y estimaciones de precios de importación de GNL en Japón para cada uno..... 111

1. Introducción

Este capítulo describe el problema de investigación, la justificación, los objetivos y un resumen breve del contenido.

1.1. Planteamiento del problema

En las industrias intensivas en capital las nuevas instalaciones son usualmente grandes y tienen pocos usos alternativos. La naturaleza de las inversiones: construcciones infrecuentes y grandes ('lumpy') están asociadas a los ciclos en la capacidad y en los precios. Algunos ejemplos de esto son la industria de tanqueros de petróleo (Randers and Goluke 2007) y la de pulpa y papel (Berends and Romme 2001).

La industria de gas natural licuado (GNL) es considerada una industria intensiva en capital. Los reportes recientes de costos hablan de un valor entre USD 250 millones y USD 400 millones por millón de toneladas al año (MMtpy) para una capacidad nominal de entre 4 MMtpy y 5 MMtpy (Rüster and Neumann 2006a). Además, hay pocos usos alternativos para las plantas, tanqueros y terminales de GNL. Los retardos para añadir capacidad son largos (en promedio hay 6 años desde que se toma la decisión de inversión y entra en operación), lo cual genera ciertos auges y recesiones en la construcción de proyectos.

En esta industria, la capacidad de licuefacción ha venido en aumento pero no se identifica un patrón de comportamiento definido y la literatura revisada no explica completamente cómo se toman las decisiones de inversión en licuefacción y en las actividades posteriores. Algunas preguntas abiertas que surgen son: ¿Qué impulsa las decisiones de inversión en las industrias intensivas en capital? ¿Cuál es el efecto de las relaciones verticales y horizontales en la inversión? ¿De qué factores depende el tiempo de entrada y el tamaño de las adiciones de capacidad?

1.2. Pregunta de investigación

Dado que los ciclos de capacidad y precio en las industrias impactan los ingresos y la rentabilidad, existe una necesidad de entender cómo se comportan los inversionistas y

qué determina la magnitud y el momento de sus decisiones de inversión. Como las decisiones de inversión son individuales pero afectan colectivamente a la industria, es necesario tener en cuenta el efecto de las relaciones verticales y horizontales en la inversión.

Dadas las características particulares de la industria se hace necesario estudiar también el efecto en las inversiones de factores como el tamaño de éstas, la incertidumbre y la estructura de la industria (relaciones verticales y horizontales, concentración del mercado, competencia, entre otras). Después de responder esto, se puede determinar cuáles son los factores que se deben tener en cuenta para modelar la dinámica de expansión en la industria de GNL.

En esta industria no parecen observarse ciclos de capacidad que sí ocurren en otras industrias intensivas en capital. Una hipótesis que explica esto es que los inversionistas son capaces de ajustar sus decisiones en el tiempo de acuerdo con las condiciones observadas, lo cual se detalla en el desarrollo del trabajo. Entonces, el interés central de este trabajo es explicar el comportamiento de los inversionistas y de qué dependen sus decisiones de inversión en la industria del gas natural licuado en el eslabón de licuefacción.

El estudio es importante porque a largo plazo hay incertidumbre en el precio y en la continuidad del suministro. Mediante este trabajo se intentan analizar estos aspectos a través del modelamiento de diferentes escenarios.

1.3. Justificación

Todas las industrias pasan por tiempos de prosperidad y recesivos, algunos de naturaleza exógena y otros de naturaleza endógena. Si los tiempos son buenos, una persona racional tiende a invertir, pero si son malos, racionalizar las inversiones es la estrategia comúnmente seguida. Este comportamiento puede causar ciclos en los precios y en la capacidad (Berends and Romme 2001; A. Ford 1999; Scarsi 2007; Randers and Goluke 2007).

Los retardos en la entrada de capacidad nueva traen incertidumbre al mercado, incrementando la complejidad del proceso de decisión. La incertidumbre, a su vez, decrece la eficiencia del mercado y pone en riesgo la seguridad del suministro. Como se mencionó antes, este problema es importante porque la rentabilidad es menor cuando hay exceso de capacidad mientras que los altos retornos ganados cuando hay escasez de capacidad incrementan el uso de sustitutos de GNL y la entrada de nueva capacidad. Las personas tienden a invertir en capacidad cuando la rentabilidad esperada es alta y tienden a desinvertir cuando la rentabilidad es baja. La decisión de desinvertir supone un costo para la sociedad en forma de despidos y pérdida de ganancias, por lo cual es importante entender cómo se dan los ciclos de inversión.

Las decisiones de inversión son de las decisiones más estratégicas que una firma puede tomar debido al alto costo que involucran. Dependiendo de su magnitud, las adiciones de capacidad pueden cambiar la estructura de una industria y tener un impacto significativo en el precio del mercado. Además, por su larga duración, las inversiones de capital suelen ser un determinante crítico de cómo la competencia en el mercado evoluciona a largo plazo. Los errores en la forma de expansiones de capacidad agresivas o poco coordinadas pueden resultar en excesos de capacidad no deseados que pueden dañar el mercado por años, incluso por décadas, en la medida que el precio responda a las fuerzas del mercado.

Este trabajo de tesis presenta los principales resultados del análisis de las decisiones de inversión en la industria del GNL, específicamente en el segmento de licuefacción, usando Dinámica de Sistemas (DS). El trabajo se enfoca en la capacidad de licuefacción porque éste segmento de la cadena de producción lidera las inversiones en los otros eslabones.

Se usa esta metodología porque el proceso de inversión es no lineal con grandes retardos, relaciones de retroalimentación múltiples y grandes retardos de construcción e ingeniería. También, DS es particularmente robusta en su habilidad para manejar información cuantitativa y cualitativa, que es particularmente importante por dos razones: la calidad y cantidad de los datos con los que se cuenta y la necesidad de modelar la percepción de los inversionistas a la hora de formar sus expectativas respecto a una inversión.

En términos generales, debido a la inversión que requiere una industria intensiva en capital, es necesario entender cómo se comportan los inversionistas y qué factores influyen en sus decisiones, de forma que se puedan ajustar y aumentar la eficiencia de éstas.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Proponer un modelo que explique la dinámica de inversión de una industria de capital y aplicarlo a la industria del gas natural licuado.

1.4.2. Objetivos específicos

- Identificar los factores y las relaciones que afectan las decisiones de inversión en las industrias intensivas en capital por medio de una revisión bibliográfica.
- Comparar los modelos publicados de inversión en expansión de capacidad e identificar sus principales elementos.
- Analizar las metodologías de modelamiento existentes y seleccionar una que se ajuste al problema.

- Desarrollar un modelo de expansión de capacidad que describa la estructura y el comportamiento de la industria de gas natural licuado.
- Ajustar el modelo y analizar los resultados bajo diferentes escenarios.

1.5. Alcance del trabajo

La tesis busca identificar los principales factores que determinan la inversión en las industrias intensivas en capital y analizar el caso específico de la industria de GNL. En particular, se busca estudiar la dinámica de expansión de capacidad en el eslabón de licuefacción. Para ello se espera:

- Desarrollar un modelo de simulación de las inversiones en capacidad de licuefacción que contenga la forma en que ajustan las inversiones los productores de GNL. El modelo debe reproducir el comportamiento histórico de la industria de GNL y permitir estimaciones básicas de las tendencias de inversiones futuras en plantas de licuefacción.
- El modelo debe ser flexible para que se pueda explicar el comportamiento de los inversionistas bajo diferentes escenarios. También se espera que sirva de base para, en el futuro, adaptarlo a otras industrias con características similares.

1.6. Organización del trabajo

Antes de presentar el modelo y sus resultados, brevemente se describen las industrias de capital y los factores que determinan las decisiones de inversión en éstas en la Sección 2, los principales modelos revisados en la Sección 3 y la industria y el mercado de GNL en la Sección 4. La sección 5 presenta el modelo, su validación y calibración. En la Sección 6 se presentan los resultados de la simulación para el escenario base y varios escenarios de precio, costos y comportamiento de los inversionistas. Por último, en la Sección 7 se concluye este trabajo y se presentan las principales recomendaciones de trabajo futuro derivadas de esta investigación.

2. La industria del GNL como industria intensiva en capital

En este capítulo se analiza la inversión en capacidad de GNL considerando que esta industria comparte muchas de las características de las industrias de capital y que por esta razón, las teorías que se usan para explicar las inversiones en industrias de capital son relevantes para entender cómo son las inversiones en GNL. Se revisan los estudios en otras industrias comparables porque, en nuestro conocimiento, no hay estudios semejantes en GNL. Se mencionan las principales características de este tipo de industrias y se hace una revisión de los principales factores que generan ciclos en éstas y los que determinan las decisiones de inversión.

2.1. ¿Qué es una industria intensiva en capital?

Las industrias intensivas en capital son aquellas que requieren sustanciales cantidades de capital para la producción de bienes. En éstas la proporción de capital involucrada es mucho mayor que la proporción de fuerza de trabajo. Por el tipo de estructura y el tipo de industria se requieren grandes inversiones en activos de capital. Generalmente, estas industrias generan grandes utilidades.

La industria automotriz, la química y la de refinería son ejemplos de industrias intensivas en capital, que requieren grandes cantidades de éste para iniciar y para funcionar correctamente. Las grandes cantidades de capital invertidas producen tasas de retorno altas y éstas a su vez se utilizan para más inversiones en capital (EconomyWatch s. f.).

La Tabla 1 muestra que excepto la industria del transporte aéreo, la de refinación y comercio de gas y petróleo, y la de manufactura de automóviles, las otras industrias de capital presentan unos indicadores de rentabilidad mayores que los de las industrias intensivas en mano de obra presentados.

El caso de la industria de transporte aéreo es entendible debido a que su estructura de costos se basa principalmente en el precio del combustible, por lo que en los últimos años ha sufrido con los altos precios del petróleo. Esto ha hecho que grandes empresas como American Airlines se declaren en quiebra y que otras como Alitalia tengan que ser

absorbidas, para asegurar su sostenibilidad. La influencia del precio del combustible también es determinante en la industria de la refinación del petróleo, en especial porque el precio de los combustibles (gasolina y diesel) tiende a estar regulado.

En el caso de la manufactura de automóviles, ésta es una industria que ha sufrido especialmente en la última crisis mundial de 2008-2009, y apenas empieza a mostrar signos de recuperación. Fueron muchas las empresas que se quebraron en Estados Unidos debido a que la demanda de autos es muy sensible a los cambios en la economía mundial.

El resto de industrias de capital, pertenecientes al sector de bienes de consumo como los productos de papel, o pertenecientes a materiales básicos como la minería, han presentado márgenes netos de rentabilidad (margen de utilidades después de gastos e impuestos, respecto a los ingresos) que llegan al 26% en el caso de los minerales y metales. Del ROE es poco lo que se puede concluir pues cada industria maneja estructuras de financiación diferentes.

Tabla 1. Indicadores de rentabilidad en algunas industrias intensivas en capital y en mano de obra (Yahoo! Finance)

Industria	ROE (%)	Margen neto de ganancias (%)	Capitalización del mercado (Billones USD)	Cinco empresas de mayor capitalización
Industrias Intensivas en Capital				
Transporte aéreo	38,1	2,2	1.119,5	Ryanair Holdings, easyJet, Air China, Cathay Pacific Airways, TAM
Integradas Petróleo y Gas	18,1	7,9	104.332,1	Royal Dutch Shell, BP, Total, Exxon Mobil Corp., BG Group
Exploración y Perforación de Petróleo y Gas	11,2	13,6	4.270	ONGC, Cairn India, Petr, Afren SOCO International
Refinación y comercio de gas y petróleo	15,3	3,0	7.498,4	Reliance Industries, Indian Oil Corporation, Sinopec Shanghai Petrochemical, Bharat Petroleum
Manufactura de automóviles	7,9	2,9	21.171,8	Volkswagen, Honda, Daimler, Ford, Bajaj
Productos de papel	16,8	9,0	750,0	Mondi, International Paper, FibriaCelulose, Nine Dragons Paper holdings, Lee & Man Paper
Química	19,6	7,6	8.954,4	Basf, E.I du Pont de Nemours, Castrol India, Mexichem, Tata Chemicals
Agroquímicos	16,77	25,5	1.888,1	Mosanto, Potash Corp of Saskatchewan,

Industria	ROE (%)	Margen neto de ganancias (%)	Capitalización del mercado (Billones USD)	Cinco empresas de mayor capitalización
				Coromandel International, UniterPhosphorum, National Fertilizers
Metales y Minerales	24,6	26,0	38.178,3	BHP Billiton, Rio Tinto, Xstrata, Anglo American, Vale
Hierro y Acero	8,9	5,1	6.639,8	Jindal Steel & Power, Steel Authority of India, Tata Steel, ArcelorMittal, Tenaris
Oro	10,3	24,0	3.638,8	AngloGold Ashanti, Yamana, Randgold Resources, African Barrick Gold, Petropavlosk
Industrias Intensivas en Mano de Obra				
Alimenticia	9,0	5,2	13.795,3	Unilever, Nestle, Associated British Foods, Kraft, Kerry Group
Textil	11,7	5,3	1.103,7	Burberry Group, Pantaloon Retail (India), Page Industries, SuperGroup, Bosideng International
Tabaco	8,1	2,2	13.691,7	British American Tobacco, Imperial Tobacco Group, ITC, Altria Groups, Philip Morris

*La información financiera corresponde a 2011.

El beneficio de las industrias intensivas de capital es que prometen altos niveles de productividad. Esto es posible debido a que las inversiones son utilizadas para equipar la industria con herramientas fundamentales y maquinaria de alta tecnología, y este uso de tecnología avanzada aumenta la productividad de la mano de obra resultando en mayor producción. Dada esa mayor productividad, estas industrias tienen el poder de generar mayores ingresos y por lo tanto mayores utilidades. Entonces, en el largo plazo, las industrias intensivas en capital pueden proveer altos niveles de calidad de vida a una economía.

A su vez, este tipo de industrias involucran altos niveles de costos fijos y de riesgo. Estos se dan debido a los altos costos de capital (que además son en gran parte costos hundidos), los cuales a su vez involucran altos niveles de deuda. Si las ventas declinan, las utilidades producidas experimentan una fuerte contracción pues la parte de costos fijos difícilmente puede ser disminuida. Entonces, si la demanda de un mercado disminuye, este tipo de industrias sufre más pérdidas comparado con las industrias intensivas en mano de obra.

Las industrias de capital tienen varias características en común, entre ellas se destaca la homogeneidad de la calidad del producto. Esto hace que no haya ninguna competencia en cuanto a diferenciación del producto, por lo que el principal factor en las ventas es el

precio. Otras características son la falta de coordinación de inversiones, la formación de ciclos en precio y capacidad, y la tendencia a integrarse verticalmente buscando ahorrar en costos de transacción.

Debido a la cantidad de recursos financieros que se requiere para empezar, el número de empresas entrantes en éstas es mucho menor que las intensivas en mano de obra. Las siguientes barreras estudiadas por David Besanko, Dranove, and Shanley (1999) tienden a afectar la posible entrada de nuevas firmas y son aplicables a este tipo de industrias:

- **Técnicas:** Las industrias intensivas en capital usualmente tienen requerimientos tecnológicos avanzados que son difíciles de alcanzar por parte de nuevos entrantes. También se asocian aspectos referentes a la curva de aprendizaje y 'know how', dados por la sofisticación del producto.
- **Protección gubernamental:** en el caso de las empresas de explotación de hidrocarburos es muy común que se creen consorcios entre las empresas estatales nacionales y multinacionales extranjeras. Aun así, la protección sobre los recursos naturales y la localización de estos, dificulta la entrada de nuevas empresas.
- **Economías de escala:** La producción que es intensiva en capital normalmente tiene asociadas economías de escala. Las empresas entrantes deben lograr una participación en el mercado sustancial para alcanzar la mínima escala eficiente, y si no lo logra, implica una desventaja significativa en costos. Esto incrementa el riesgo de entrada.

En industrias intensivas en capital, la solución al problema de expansión de capacidad es la decisión más crítica para la supervivencia de la firma. Los largos períodos de entrega y las enormes cantidades de capital comprometido que suponen las adiciones de capacidad incrementan los riesgos de fracaso de una firma cuando añadió capacidad prematuramente. De otro lado, no incrementar su capacidad cuando otros lo hacen involucra posibles pérdidas de participación en el mercado y la pérdida de oportunidades de beneficiarse de economías de escala y mantener la ventaja competitiva de la firma (Booth & Vertinsky 1993).

Usualmente los aumentos de capacidad en éstas son grandes y con pocos usos alternativos. La naturaleza de las inversiones ('lumpiness'), es decir, inversiones muy grandes (naturaleza discreta) y poco frecuentes, está asociada a los ciclos de la capacidad. Los ciclos de capacidad a su vez tienden a producir ciclos en los precios debido a que en periodos de exceso de capacidad se los precios son más bajos que cuando la diferencia entre capacidad y demanda es estrecha. Un ejemplo de esto es la industria de tanqueros de petróleo (Randers and Goluke 2007) y la de generación de electricidad en algunos mercados (A. Ford 1999).

Existe evidencia según la cual los ciclos de capacidad se presentan por la forma en que las personas toman las decisiones. Según Arango and Larsen (2011), el pensamiento

racional ayuda a evitar la formación de los ciclos, pero el comportamiento de manada ('herd behavior') y la miopía de los inversionistas contribuye a la formación de los ciclos de capacidad. Ahora, resulta útil estudiar, cuáles son esas motivaciones que llevan a los inversionistas a comportarse de esa manera, específicamente, en qué se basan sus decisiones de inversión.

2.2. ¿De qué dependen las decisiones de inversión?

Diferentes factores como la falta de coordinación en las decisiones de inversión pueden explicar por qué se forman ciclos de capacidad. Aunque los ciclos puedan ser amplificados por choques económicos, la literatura revisada sugiere que su formación obedece a factores internos del sistema. Ahora, es necesario recordar que dichos ciclos son el resultado agregado de decisiones individuales de los inversionistas. Dado que no hay evidencia de ciclos en la industria de GNL, no se hace un estudio detallado de estos. Sin embargo, se mencionan debido a que la evidencia sugiere que son causados por determinados comportamientos de los inversionistas. Son estos comportamientos y los factores que determinan las decisiones de inversión los que se estudian a profundidad en esta sección.

Las decisiones de inversión son de las decisiones más estratégicas pues el aumento de capacidad tiene un impacto en el precio en el corto plazo y por ser tan duraderas, tiene un gran impacto en la evolución del mercado en el largo plazo. Los errores pueden dañar un mercado por años, incluso décadas (Henderson and Cool 2003). En esta sección se discuten los factores que, de acuerdo con la literatura influyen en las decisiones de inversión afectando por lo tanto el tiempo en que suceden ('timing') y su tamaño. Estos se pueden categorizar de la siguiente forma:

2.2.1. Contenido estratégico

De acuerdo a la teoría de juegos, las decisiones deben tener en cuenta las reacciones de otros jugadores y sus efectos en el valor de la firma (Gkonis and Psarftis 2007). Similarmente, Mason & Nowell (1992) encontraron que las decisiones de capacidad dependen usualmente de las interacciones de una firma con las decisiones económicas de las otras.

En la literatura de organización industrial, las expansiones de capacidad han sido estudiadas como un mecanismo para impedir la entrada de nuevos jugadores al mercado (Dixit 1980). Ésta barrera es más creíble cuando hay de por medio una capacidad "irreversible", pero por trabajos empíricos se ha encontrado que puede haber una coordinación en las inversiones (Besanko et al. 2010).

Según Ghemawat (1984), cuando las firmas tienen diferencias significativas en los costos, la firma de menores costos tenderá a impedir la entrada de nueva capacidad por parte de

sus competidores. Dos factores pueden impedir esto: restricciones de recurso y la incertidumbre sobre la demanda.

2.2.2. Cambios en las expectativas

Como se mencionó, los ciclos en algunas industrias son el resultado de choques externos y en otras el resultado de decisiones individuales. Para el primer caso, vale la pena mencionar la industria de transporte marítimo, donde los fletes se comportan cíclicamente causados por los ciclos económicos. Según Scarsi (2007), las decisiones de inversión en esta industria se dan bajo la premisa “ser anticíclicos”. Cuando los fletes están bajos, los precios de las embarcaciones bajan, por lo que la lógica indica comprar cuando los precios están bajos y vender cuando están altos. Similarmente, los dueños hacen contratos de corto plazo cuando los fletes van en aumento y de largo plazo cuando se supone que el mercado llegó a su pico, para asegurar altos ingresos a futuro. El problema de esto es que se sabe que existen ciclos, pero la duración de cada etapa de estos no se conoce, por lo que carecen de una regularidad. Esto añade incertidumbre al proceso de decisión.

El anterior caso valida la hipótesis según la cual los inversionistas se ven motivados por las expectativas sobre el precio y los ingresos que presente una industria. Similarmente, en la industria de tanqueros de petróleo, las adiciones de capacidad se hacen motivadas por los fletes, lo cual induce un ‘sentimiento de mercado’ (Randers & Goluke 2007). Entonces, las inversiones se basan principalmente en las expectativas que tienen los inversionistas. Otros autores como Bendall & Stent (2003) sugieren que dichas expectativas tienen en cuenta la naturaleza de los activos, en especial los usos alternativos de estos.

En términos generales a mayor consumo y mayor precio, las firmas desean una capacidad de producción mayor (Berends & Romme 2001). Entonces, se asume que la producción deseada es determinada por el consumo esperado y una diferencia entre el precio esperado y un precio de equilibrio, en el cual un productor genera caja para la nueva capacidad. En la industria del transporte aéreo se tiene en cuenta no sólo una proyección de pasajeros sino también el número de veces que despegan un avión en el día (Liehr et al. 2001).

Similarmente, para Kadoya et al. (2005) las nuevas construcciones responden a decisiones de inversión que se basan en dos factores: necesidad de capacidad esperada y rentabilidad. La necesidad de capacidad va a depender de la incertidumbre de otros proyectos que se están construyendo, mientras la rentabilidad esperada proviene de valores futuros esperados. La estimación de ambos factores depende del horizonte de tiempo que tienen los inversionistas.

Por ejemplo, Bunn & Larsen (1992) considera que las empresas en el mercado eléctrico generan sus expectativas futuras mirando hacia adelante en un espacio de tiempo que varía entre 0 y 4 años. Cero años (miope) responde a la señal inmediata de necesidad. En

el de 4 años, el cálculo de la inversión se basa en la probabilidad de pérdida de carga con una proyección de demanda y la tendencia de retiro de capacidad durante ese período.

2.2.3. Coordinación

Este factor está estrechamente relacionado con la estimación que hacen los inversionistas de la necesidad de capacidad en una industria. El acceso a la información y las herramientas para la comunicación entre los competidores son determinantes para que pueda existir cierta coordinación entre las firmas a la hora de invertir en nueva capacidad. Para Andrew Ford (2001) existen tres tipos de inversionistas:

- Creyentes: solo tienen en cuenta la capacidad para su pronóstico una vez que inician operaciones.
- Precontadores ('Pre counters'): tienen en cuenta la capacidad una vez que empieza su construcción.
- Seguidores: aquellos que no inician construcción hasta que alguien más lo haga.

Por ejemplo, en sectores como el de la construcción inmobiliaria normalmente se conoce y hay reportes sobre unidades en construcción, por lo que se espera que los inversionistas se comporten como los 'pre counters'. Pero en ciertas industrias las unidades tienen tiempos de construcción dispares, además del escepticismo sobre la terminación de muchas obras. Esto sucede en el mercado eléctrico, donde el activismo ambiental regularmente entorpece algunas obras, o en la industria del GNL, donde se presentan largos retrasos en la entrada en operación de algunas plantas de licuefacción.

Entonces surge la pregunta: ¿Bajo qué circunstancias una industria tomará decisiones coordinadas y bajo cuáles de forma descoordinada? Besanko et al. (2010) plantea que ésta es más factible cuando hay diferenciación de producto, en cambio, cuando la diferenciación es débil, tiende a haber exceso de construcción, aunque este es transitorio.

La reversibilidad de las inversiones y la diferenciación de producto en las industrias juegan un papel clave (ver Tabla 2). La diferenciación afecta la competitividad del mercado y por lo tanto las ganancias. La reversibilidad afecta el costo de expandir capacidad que posteriormente puede ser excesiva. Los resultados de este trabajo mostraron que ante costos hundidos altos, la irreversibilidad de la inversión lleva a largos períodos de sobre capacidad.

Tabla 2. Expansión de capacidad y proceso de desmantelamiento bajo depreciación poca o nula, depende de la diferenciación del producto y la magnitud de los costos hundidos (Besanko et al. 2010).

	Desmantelamiento coordinado	Desmantelamiento descoordinado
Expansión coordinada	Diferenciación: Fuerte Magnitud de los costos hundidos: Baja	Diferenciación: Fuerte Magnitud de los costos hundidos: Alta
Expansión descoordinada	Diferenciación: Débil Magnitud de los costos hundidos: Baja	Diferenciación: Débil Magnitud de los costos hundidos: Alta

La Tabla 2 muestra diferentes escenarios para la expansión de capacidad y desmantelamiento bajo el supuesto de depreciación baja o nula. La depreciación hace que las inversiones sean reversibles y tiene dos efectos específicos. De un lado, la depreciación sirve para remover capacidad en exceso. Del otro, hace el desmantelamiento menos coordinado. Cuando la depreciación es alta, se interrumpe la posible coordinación entre las firmas y las hace mantener mayores niveles de capacidad pues deben manejar un “nivel de seguridad” que las prevenga de quedarse con poca capacidad (Besanko et al. 2010).

Una industria como la del GNL estaría ubicada en la parte baja derecha de la tabla debido a que el GNL es un producto homogéneo y ésta industria de capital está caracterizada por las inversiones ‘lumpy’. Según Besanko et al. (2010), cuando los costos hundidos son altos y la diferenciación poca, la carrera por prevenir la entrada es más moderada aunque cada uno quiere tener una ventaja en la capacidad. De esta forma, la prevención es menor pues las firmas saben que quedarán atascadas con mucha capacidad por lo que disminuyen su agresividad. Ésta es una manifestación dinámica de la máxima que los costos de salida son una barrera de entrada”.

Esta podría ser la razón por la cual no hay evidencia de que la expansión de capacidad en la industria de GNL tenga como objetivo impedir la entrada de nuevos jugadores (contenido estratégico de las inversiones). Por el contrario, la evidencia es que en esta industria se usan otros mecanismos para impedir la entrada, tales como contratos que prohíben la participación de terceras partes (Dorigoni, Graziano, and Pontoni 2010) y cláusulas de destino exclusivo (Cornot-Gandolphe 2005).

3. Modelamiento de la expansión de capacidad

3.1. Modelos revisados

La anterior sección explicó los principales factores que inducen los ciclos y aquellos que determinan la inversión en industrias de capital. La principal conclusión es que la dinámica de las inversiones es generada por las decisiones individuales de los inversionistas. En esta sección se revisa la literatura acerca del modelamiento de la dinámica de las inversiones de capital. Como resultado de la comparación de metodologías de modelamiento, se selecciona una metodología para aplicar a la expansión de capacidad de licuefacción de gas natural, que es el objetivo principal de esta tesis. A continuación, en la Tabla 3 se comparan los estudios revisados con sus principales características y metodología empleada.

Tabla 3. Modelos revisados

Autores	Metodología	Industria	Factores relevantes sobre el comportamiento/decisiones de inversión
Berends & Romme (2001) Ciclos en industria de	DS	Pulpa y papel	Ciclos inducidos por estructura interna de la industria (inestabilidades en el comportamiento de los inversionistas). Algunas tecnologías refuerzan más que otras los ciclos en la industria pues afectan los inventarios y los tiempos de construcción.

Liehr et al. (2001) Ciclos en el mercado aeronáutico	DS	Transporte aeronáutico	Los ciclos de la rentabilidad en esta industria son endógenos (principalmente los retardos de construcción y de identificación de sobrecapacidad), en contraste a lo planteado anteriormente por otros autores sobre la misma, según los cuales se daban por las fluctuaciones del PIB mundial.
Kadoya et al. (2005) Desregulación en el aumento de capacidad de generación de electricidad	DS	Generación electricidad	Aumento de capacidad responde a un margen de reserva y de retornos futuros. El precio depende del margen de reserva.
Bunn & Larsen (1992) Comportamiento de las inversiones en el mercado eléctrico de Inglaterra y Gales	DS	Generación de electricidad	Mecanismo 'LOLP' (probabilidad de pérdida de carga) dependiente de la incertidumbre de la demanda y posibles fallas en la oferta. La formación de precio depende del 'LOLP', y éste a su vez provee una señal de necesidad de inversión.
Ford (1999) Ciclos en mercados eléctricos competitivos (caso del Oeste de EEUU)	DS	Electricidad	El modelo busca el precio que permite la generación necesaria a partir de un algoritmo heurístico. Las inversiones dependen de un pronóstico del precio y de unos costos normalizados.
Randers & Goluke (2007) Ciclos en la industria de tanqueros de petróleo	DS	Tanqueros de petróleo (transporte marítimo)	Los ciclos se dan por una "auto imposición" de los dueños de los barcos, la cual se ve fuertemente influenciada por factores como el "sentimiento de mercado".
Taylor (1976) DS en industria del transporte marítimo	DS	Transporte marítimo	Las órdenes de barcos dependen de los fletes, de la rentabilidad y de comercio esperado, principalmente.
Besanko et al. (2010) Inversión y desinversión en capacidad 'lumpy'	Juego dinámico estocástico	General	El modelo es resuelto mediante optimización. Considera ecuación de Bellman, la cual expresa la maximización de las ganancias de las firmas. Cada período las dos firmas (duopolio) deciden si invertir, desmantelar o <i>status quo</i> . El nivel de coordinación se evalúa al comparar el comportamiento de la industria con el de un cartel que toma decisiones sobre la capacidad en beneficio de todos.

Engelen & Dullaert (2010) Modelo del mercado de GNL	Modelo de equilibrio de mercado	GNL	Calcula los requerimientos de transporte y deriva la utilización de la flota.
Jorgenson (1963) Teoría del capital y comportamiento de las inversiones	Optimización dinámica		El modelo usa como criterio la maximización del valor de la firma para encontrar la acumulación de capital óptima.
Fiori (2011) Dinámica de las inversiones	Optimización dinámica estocástica basado en el modelo (S, s)	General	Modelo dinámico con costos de ajuste de capital para dos sectores donde uno produce bienes de consumo y el otro, bienes de inversión. Los inversionistas deciden invertir basados en los costos y la productividad agregada.
Bergman et al. (2002) Inversión en la industria de Pulpa y Papel	Modelo econométrico	Pulpa y papel	Los factores determinantes en la industria de pulpa y papel para que las firmas decidan invertir son los montos de los salarios, la capacidad de producción instalada, el precio del papel y la tasa dólar/euro.
Lundmark (2003) Inversión en la industria de Pulpa y Papel	Modelo econométrico	Pulpa y papel	Además de determinar las variables determinantes de los niveles de inversión en la industria europea, también estableció que el reciclaje de papel parece tener significancia en el sentido que atrae inversión.
Booth & Vertinsky (1993) Equilibrio de Nash en la industria gráfica	Optimización dinámica	Medios impresos	El problema plantea la decisión de producción de un oligopolio en el corto plazo, en el cual las firmas pueden invertir una vez. En el largo plazo las firmas añaden capacidad para cumplir con unas expectativas de crecimiento de la industria.
Ghemawat (1984) Expansión de capacidad en la industria del dióxido de titanio	Juego con horizonte infinito	Dióxido de titanio	Las firmas con menores costos persuaden a las otras de no expandir capacidad o no entrar al mercado.
Caballero & Engel (1999) Dinámica de la inversión en el sector manufacturero de EEUU	Optimización dinámica estocástica basado en el modelo (S, s)	Manufactura	Tiene en cuenta una probabilidad de que una firma con un desbalance de capital pueda ajustarse. Una firma con una desviación (desbalance) ajusta solo si el costo de ajuste es lo suficientemente menor para hacer el ajuste rentable.

Thomas et al. (2002) Inversiones 'lumpy' y ciclos económicos	Optimización dinámica estocástica basado en el modelo (S, s)	General?	Extensión del modelo de (Caballero & Engel 1999). Plantea que cuando los ciclos de un mercado son causados por variables exógenas, el efecto de la naturaleza 'lumpy' de las inversiones resulta ser irrelevante.
Chamley & Gale (1994) Inversión con revelación de información y retraso estratégico	Juego con horizonte infinito	General	Hay n opciones de inversión para N jugadores. Los jugadores tienen la opción e invertir o no. El pago recibido por invertir decrece a medida que avanza el tiempo, pero retrasar su inversión les permite tener información sobre sus competidores.
Chavas (1994) Efecto de los costos hundidos e incertidumbre temporal en la decisiones de inversión	Optimización dinámica estocástica basado en el modelo (S, s)	General	La información imperfecta (incertidumbre) junto a los costos hundidos afecta las decisiones de inversión y las decisiones de entrada/salida.

3.2. Discusión

Los modelos de la Tabla 3 se pueden clasificar en cuatro categorías: modelos dinámicos (algunos se formulan como una optimización), modelos econométricos, de teoría de juegos y de simulación basada en agentes y dinámica de sistemas.

Los modelos clásicos como el de Spence (1977) y Dixit (1980) consideran la entrada y salida pero no son dinámicos, por lo que no analizan la evolución de la capacidad. Estos encuentran la inversión óptima para un único período (estáticos) y son aproximaciones que se enfocan en estudiar la expansión de capacidad como medio disuasorio de algunas firmas para impedir la entrada de nuevos competidores.

Una de las primeras aproximaciones a explicar el comportamiento de las inversiones de forma dinámica fue el modelo neoclásico de teoría de la inversión de Jorgenson (1963) (ver Anexo 8.1). En éste, la inversión depende de la cantidad de capital que se deprecia y de un capital de acciones deseado. La demanda por capital no es la misma que la demanda por inversiones pues existe un tiempo de respuesta a los cambios en la demanda de capital. El modelo, además, considera los costos hundidos y la incertidumbre en el precio. El modelo asume que hay una sola tecnología de producto y que los decisores son neutrales al riesgo frente a la incertidumbre del precio durante todo el horizonte de planeación.

Además de esto, la teoría de Jorgenson (1963) contempla la irreversibilidad en las decisiones de inversión. La acumulación de capital irreversible ha sido asociada a la

carencia de usos alternativos de los activos y a los costos de inversión hundidos, esto es, costos que no pueden ser recuperados en el evento de una desinversión futura.

El modelo de Jorgenson (1963) es la base del denominado modelo (s, S), donde s es la inversión en capital y S, la desinversión representada por el valor de salvamento del capital. Basado en el modelo (s, S) se han desarrollado otros modelos de optimización dinámicos (ver Tabla 3), los cuales presentan variaciones como la inclusión de variables estocásticas (Fiori 2011; Caballero & Engel 1999; Chavas 1994) o de variables exógenas sobre las que se tiene la hipótesis que afectan las decisiones de inversión (Thomas et al. 2002).

El capital se acumula a través de la inversión y disminuye por medio de dos formas: depreciación o desinversión. La desinversión puede ser parcial o total, correspondiente a la liquidación total. Esa es la variación que propone Chavas (1994), quien considera las decisiones de inversión como decisiones de entrada/salida de la firma en su horizonte de planeación. Chavas (1994) explora el efecto de los costos hundidos en las decisiones de entrada/salida y en el valor del capital. Además de esto, explora la influencia de la información en las decisiones; en el modelo de Chavas (1994), los productores aprenden en el tiempo y obtienen información que les permite mejorar sus estimaciones sobre el precio. Para esto, Chavas (1994) contrasta el modelo con un enfoque en el cual las firmas pronostican los precios para todos los períodos al inicio.

Los resultados de Chavas (1994) sugieren que, en presencia de costos hundidos, la incertidumbre y el aprendizaje futuro afectan el comportamiento de las firmas. De esta forma, la valoración de la información tenderá a incrementar el valor presente del capital cuando la firma no planea ninguna inversión el próximo período. De lo contrario, la valoración de la información tiende a reducir el valor marginal del capital cuando la firma planea invertir el siguiente período. Esto indica que el aprendizaje tiende a prevenir la inversión. En otras palabras, Chavas encuentra evidencia de que la incertidumbre de los precios futuros influye negativamente en las inversiones y en la acumulación de capital. A su vez, los costos hundidos contribuyen a magnificar los efectos negativos de la incertidumbre temporal en las inversiones, en la medida que incrementan la percepción de riesgo de éstas.

Chamley & Gale (1994) también estudian el efecto de la valoración de la información en las decisiones de entrada/salida de las firmas. Para Chavas (1994), las firmas tienen incertidumbre frente al precio, pero en cada momento conocen la oferta agregada de todas las compañías; es decir, el riesgo está dado por un factor de mercado. Chamley & Gale (1994) sugieren que cada firma tiene incertidumbre frente a las decisiones de las otras firmas; en otras palabras, que el riesgo está dado por las decisiones de entrada de los competidores.

Chamley & Gale (1994) proponen un juego en el que los pagos de las firmas dependen de sus acciones (invertir o no) y el estado de la naturaleza, pero no de las acciones de los competidores. Sin embargo, debido a que las acciones de cada jugador revelan información a los otros, cualquier jugador se abstiene de actuar esperando a que los

demás revelen información, de forma que pueda tomar ventaja de ésta. Para Chavas (1994), aunque intentan maximizar su valor, las firmas no se comportan estratégicamente como sí lo hacen para Chamley & Gale (1994).

Por su parte, Booth & Vertinsky (1993) plantean un modelo donde las firmas (oligopolio) buscan maximizar su valor presente. En Booth & Vertinsky (1993), las firmas pueden invertir en el corto plazo sólo una vez y en el largo plazo simplemente invierten para cubrir un crecimiento exógeno de la capacidad. Booth & Vertinsky (1993) ajustan un equilibrio de Nash-Cournot a la industria gráfica de EEUU. Por medio del modelo probaron que sin necesidad de comunicarse, las firmas logran coordinarse tácitamente.

En el modelo de Booth & Vertinsky (1993) hay completa certidumbre sobre las variables. A continuación se ven algunos modelos en los que se incluyen variables estocásticas para añadir incertidumbre al proceso de decisión.

Abordando la inversión estratégica, Besanko et al. (2010) modela la evolución de una industria oligopolística usando un juego estocástico dinámico con tiempo discreto y horizonte infinito. En este juego, las capacidades de las firmas son diferentes y discretas y ninguna firma expande capacidad a menos que tenga el dinero. Al inicio de cada período, las firmas ven el costo/beneficio de las posibles inversiones, el cual es privado y por lo tanto desconocido para el rival. Posteriormente, toman sus decisiones de inversión/desinversión y después compiten en el mercado. Al final del período, se implementan las decisiones de inversión/desinversión, y se deprecia la capacidad instalada previamente. En este modelo, tanto la inversión como la desinversión ocurren al finalizar el período en que se toma la decisión.

Besanko et al. (2010) estudia el impacto de la información incompleta en las decisiones de inversión/desinversión por medio de los costos. Dado que los costos de una firma son privados (desconocidos para la otra), las firmas enfrentan una incertidumbre estratégica en lo que tiene que ver con estas decisiones de inversión/desinversión de los rivales. Hay certeza sobre las inversiones, e incertidumbre sobre el costo de éstas debido a la oportunidad de los diversos proyectos. La decisión se basa enteramente en los costos.

Los resultados mostraron que la homogeneidad de los productos y la reversibilidad de las inversiones (costos hundidos bajos) tienden a promover la coordinación de la capacidad. Aunque el enfoque de Besanko et al. (2010) es diferente del de Chamley & Gale (1994), los resultados de ambos corroboran que los inversionistas se comportan estratégicamente.

Ahora, el modelo de Caballero & Engel (1999) introduce variables estocásticas al modelo de Jorgenson (1963). Específicamente, Caballero & Engel (1999) considera distribuciones de probabilidad para la decisión de invertir o no y para el tamaño de estas. El modelo propuesto por estos autores tiene en cuenta la probabilidad de que una firma con un

desbalance en su capital pueda ajustarlo¹. Con esto, las acciones de las firmas no están perfectamente sincronizadas e independientemente intentan maximizar su valor.

Los costos de ajuste más grandes que una firma está preparada para tolerar sin la necesidad de ajustar su capital en acciones, decrecen a medida que lo hace el desbalance de capital. Esto implica que la probabilidad de que una firma haga un ajuste para un determinado desequilibrio –concepto que describen como ‘riesgo de ajuste’- incrementa suave y monótonamente con el desequilibrio de su capital.

Para determinar la probabilidad de que una firma con un desequilibrio, z , ajuste, el modelo tiene en cuenta un punto de referencia o ‘punto de retorno’ determinado óptimamente. Respecto a éste se mide el desbalance. Una firma con una desviación (desbalance) ajusta sólo si el costo de ajuste es lo suficientemente menor para hacer el ajuste rentable.

En términos generales este modelo incluye algunas variables aleatorias para representar cambios externos, retornos crecientes de escala para representar la naturaleza ‘lumpy’. El modelo es resuelto por los autores para un sector entero, en el que el número de empresas que invierten y la inversión promedio dependen del ciclo de los negocios

A partir de Caballero & Engel (1999) otros autores han hecho variaciones. Thomas et al. (2002) introduce costos de ajuste no convexos para representar riesgos de ajuste crecientes y distribuciones de tiempo de ajuste variables. Los resultados de éste son sustancialmente diferentes: cuando el ciclo económico se genera de cambios exógenos en la productividad agregada, la naturaleza discreta (‘lumpy’) de las inversiones tiene consecuencias menores.

Por su parte, Fiori (2011) modela dos sectores económicos, en el que uno produce bienes de inversión y el otro bienes de consumo. La naturaleza ‘lumpy’ solo afecta el sector de inversión, lo cual obstaculiza la inversión, previniendo un incremento rápido en la producción de los bienes de inversión, llevando el equilibrio a un mayor incremento en los precios de la inversión, que a su vez, amortigua la demanda aun más. Estos efectos en el precio de la inversión son la fuente de las diferentes respuestas entre un modelo que considera la naturaleza ‘lumpy’ y uno que no. A su vez, cuando los costos para ambos

¹ Ante la pregunta de cuál es la probabilidad que una firma con un desequilibrio z lo ajuste, surge lo que denominan ‘riesgo de ajuste’. Sea $x \equiv z - c$ el desbalance de la firma respecto a un objetivo c , donde el desequilibrio se define como

$$z = \ln\left(\frac{K}{K^*}\right),$$

Donde K es el capital y K^* el capital deseado (‘frictionless stock of capital’). Entonces, la probabilidad de que una firma ajuste su capacidad depende de que pueda hacerla rentable (riesgo de ajuste), por lo que el ajuste de un desequilibrio x está dado por

$$\Lambda(x) = G(\Omega(x+c))$$

Donde $G(w)$ denota la distribución acumulada para un factor de costo de ajuste w y $\Omega(z)$ se define como el factor de costo de ajuste mas grande para el cual una firma encuentra atractivo ajustar dado un desbalance z .

sectores son no convexos se llega a un resultado similar al de Thomas et al. (2002). En cambio, cuando los costos en el sector de inversión son convexos, se genera una respuesta con forma de campana ('hump-shaped') en la inversión.

Contrastando con los modelos de optimización dinámica, los modelos econométricos tienen como principal objetivo determinar y estimar las variables que explican el comportamiento de una variable de interés. Es el caso de los trabajos sobre la industria de pulpa y papel (Bergman, Johansson, and Bergman 2002; Lundmark 2003). Ambos trabajos se enfocan en determinar los factores determinantes para que las firmas decidan invertir en la industria de pulpa y papel, y adicionalmente (Lundmark 2003) encuentra que el reciclaje tiene un efecto significativo en la industria en el sentido que atrae inversión. Así mismo, autores como Caballero & Engel (1999) utilizan econometría para probar que su modelo dinámico se ajusta a la realidad. Para desarrollar un trabajo econométrico con la industria de GNL, se requieren datos con los que no contamos.

En los modelos de dinámica de sistemas, el enfoque está en representar la estructura de la industria; en particular, las estructuras de retroalimentación y los retardos de material e información que causan comportamientos cíclicos en la capacidad y la inversión. Estos comportamientos cíclicos se estudian, por ejemplo, para la industria de pulpa y papel (Berends & Romme 2001), el transporte aéreo (Liehr et al. 2001), los mercados eléctricos (A. Ford 1999) y la industria de tanqueros de petróleo (Randers & Goluke 2007).

Berends & Romme (2001), además, estudian el impacto en los ciclos de dos elementos: (i) Ciertas tecnologías de desarrollo de maquinaria como CAD que disminuyen el retardo entre la decisión de inversión y la entrada en operación de nueva capacidad y (ii) el uso de tecnologías de información para disminuir el cubrimiento de inventario/demanda. Ambos tienen un efecto decreciente en la amplitud de los ciclos. En éste, la nueva capacidad depende de una proyección de consumo y de un factor de adición de capacidad, que a su vez depende de la diferencia entre un precio esperado y un precio de equilibrio. El precio depende del inventario.

Por su parte, el trabajo de Liehr et al. (2001) tiene elementos muy similares a Berends & Romme (2001), simplemente ajustados al tipo de industria. Por ejemplo, Liehr et al. (2001) considera retardos en el procesamiento de órdenes, en la decisión y en la manufactura de las aeronaves. Las órdenes de aviones dependen básicamente de una proyección de pasajeros, de un factor de ocupación deseado y una rentabilidad operativa. El precio depende de la competencia en el mercado. Los autores, a su vez estudian el efecto de políticas para estabilizar el sistema; por ejemplo: 'leasing' para flexibilizar la salida de capacidad en exceso, las alianzas estratégicas para la política de órdenes, entre otras.

En el estudio de los ciclos de precio y construcción en el mercado de electricidad de California que hace A. Ford (1999), las inversiones se basan en una proyección de precios y costos (rentabilidad pronosticada). El autor demuestra que por medio de un pago por capacidad, estos ciclos desaparecen, en la medida que los inversionistas se ven motivados por este pago y no usan las restricciones de capacidad para aumentar el precio.

En el modelo de los tanqueros de petróleo (Randers & Goluke 2007), las órdenes de tanqueros también dependen del precio y se racionalizan a partir de la tasa de obsolescencia y la tendencia de la demanda. La utilización de la flota induce una presión de mercado que termina por impactar el precio de los fletes del transporte. A su vez, el precio del transporte de petróleo tiene un efecto sobre la utilización de la flota deseada por parte de los dueños de barco. Como novedad respecto a los modelos anteriores, Randers & Goluke (2007) considera un retardo en este efecto, lo cual indica que los dueños no reaccionan inmediatamente al cambio en los fletes sino ajustan la utilización de la flota con un retardo. Éste es el ciclo que determina el ajuste del uso de la capacidad en el corto plazo.

Los otros modelos de DS mencionados en la Tabla 3 tienen intereses diferentes al estudio de los ciclos de capacidad y/o precio. Taylor (1976) propone una de las primeras aproximaciones para explicar el funcionamiento de la industria marítima usando DS. Kadoya et al. (2005) proponen un modelo para evaluar el impacto de la desregulación en el crecimiento de la capacidad de generación. Kadoya et al. (2005) y Bunn & Larsen (1992) sugieren que el aumento de capacidad viene dado por una señal que envía el precio y unas expectativas sobre capacidad futura. El precio depende de qué tan estrecho es el margen entre demanda y capacidad. Bunn & Larsen (1992) modelan esto como la probabilidad de pérdida de carga (LOLP), mientras Kadoya et al. (2005) utiliza directamente un margen de reserva entre demanda y capacidad.

Como se ve en la discusión anterior, el modelo (s, S) es dinámico, no lineal y en él, el número de firmas activas cambia con el tiempo. Otra característica es que considera certidumbre en las inversiones, es decir, una vez se paga la inversión, ésta entrará en operación sin considerar posibles retrasos o cancelaciones. La razón de no utilizar el modelo de Jorgenson (1963) o alguna de sus variaciones es que estos son modelos de optimización, pero no se puede asegurar que en la realidad las firmas logren optimizar el nivel de capital. Éstas logran ajustarlo a sus expectativas y a determinadas condiciones que presentan las industrias.

Los modelos de optimización dinámica discutidos consideran únicamente los costos de capital como mayor determinante de la inversión. Si incurrir en estos costos es rentable, entonces las firmas invierten, de lo contrario permanecen quietas o desinvierten. En el fondo están evaluando la percepción del riesgo por parte de las firmas.

Una alternativa a este enfoque es estudiar otras trayectorias de la industria distintas de la que se basan en decisiones óptimas, usando DS. En ese sentido, la DS logra capturar la dinámica de las inversiones a partir de los ciclos de realimentación que subyacen de la estructura de los sistemas. Además de esto, hay ciertos aspectos económicos y unos relacionados específicamente con el comportamiento de los inversionistas, como lo es el 'sentimiento de mercado' y la formación de expectativas que no son posibles modelar por medio de dichas aproximaciones y que sí es posible incluirlas en una aproximación usando dinámica de sistemas, DS.

Entonces, la dinámica de sistemas se acomoda al tipo de problema que queremos responder y a la cantidad y calidad de los datos que tenemos. De igual forma, permite considerar la incertidumbre de la industria del GNL, donde los proyectos se cancelan y retrasan según las expectativas de las firmas. También es de nuestro interés analizar las posibles trayectorias de la industria, lo cual es posible mediante DS.

3.3. Ventajas de la dinámica de sistemas, DS

La dinámica de sistemas tiene sus raíces en la ingeniería de control y ha sido definida como la rama de las ciencias de la administración que se enfoca en la controlabilidad. Forrester introdujo el método en 1961 como forma de entender los mecanismos de realimentación en un sistema (Ford 1999). En sistemas socio-económicos y naturales, la dinámica de sistemas es el formato ideal para resolver cuestiones de estabilidad y dinámica. También es más robusta en su habilidad para tratar información, sea cualitativa o cuantitativa (Kadoya et al. 2005). En la administración y los negocios, los modelos de DS se han enfocado en entender la trayectoria dinámica hacia el futuro. El foco ha sido el aprendizaje: facilitar un mayor entendimiento en cómo un sector evoluciona en el tiempo, entender qué variables son críticas y dónde intervenir el sistema para obtener un resultado deseado (Sterman 2000).

El núcleo de la DS es que el comportamiento es causado debido a la estructura de base del sistema. Para el caso específico del modelamiento de la inversión en la industria del GNL, esto es útil porque es una industria que tiene unos retardos considerables en los tiempos de construcción de las plantas de licuefacción. Esto y los ciclos de realimentación hacen que el proceso de inversión sea no lineal. De igual forma, el comportamiento de los inversionistas también depende de las percepciones de los inversionistas y sus actitudes hacia el riesgo (sentimiento de mercado).

En esta tesis se construye un modelo de DS para entender la dinámica de inversiones en la industria de GNL bajo distintos escenarios, considerando que esta es una industria intensiva en capital. Por esto, antes de plantear la hipótesis dinámica del problema y el modelo, en el siguiente capítulo se describe brevemente la cadena de producción de la industria de GNL y los principales aspectos concernientes a la demanda, el precio, la integración de la industria y la evolución del mercado.

4. Industria de GNL

El gas natural licuado (GNL) es un líquido criogénico sin olor, sin corrosividad y no tóxico, compuesto en un 90% de metano. La cadena de valor de la industria de GNL consiste de 4 eslabones: extracción y producción, licuefacción, transporte y regasificación (ver Figura 1).

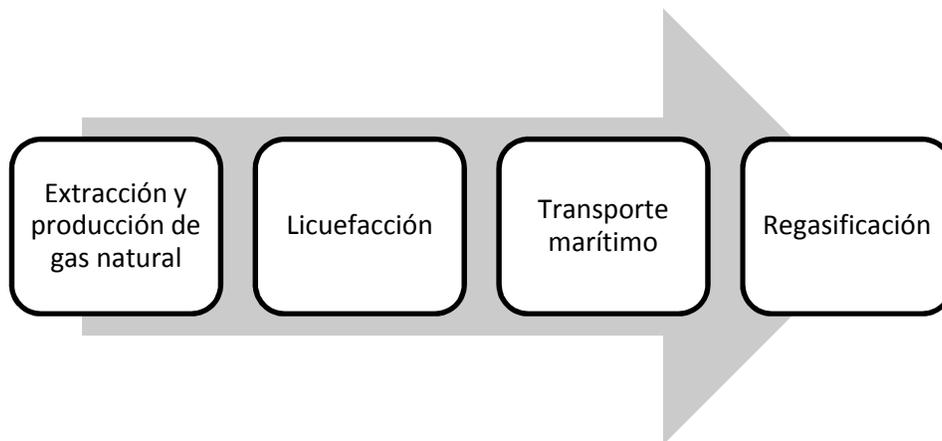


Figura 1. Cadena de suministro del GNL (Rüster & Neumann 2006a)

Después de su extracción, el gas natural es transportado por gasoductos a las instalaciones de licuefacción, donde recibe un pre-tratamiento. Dicho tratamiento consiste en remover todos los líquidos del gas natural y todos los componentes que podrían congelarse a temperaturas criogénicas (propano, butano, etano, dióxido de carbono y agua). El gas pasa a estado líquido por medio de un proceso de enfriamiento, a presión atmosférica, en el cual la temperatura del gas baja a 111K (-161C o 259F), y el volumen disminuye en un factor de 600. Este proceso se lleva a cabo unidades llamadas "trenes", Una planta de licuefacción en general consiste de varios trenes en paralelo cuya capacidad es determinada y limitada por el tamaño de los compresores disponibles (Rüster & Neumann 2006a).

El GNL es cargado en barcos especialmente construidos que contienen sistemas de enfriamiento y aislamiento para mantener el gas líquido hasta alcanzar una terminal de importación. El gas que se evapora durante el transporte se utiliza como combustible del barco. En la terminal de importación, el gas líquido se evapora por medio de un proceso

de calentamiento. En estas terminales hay tanques de almacenamiento que permiten un flujo continuo de gas en la red y cubrir los picos de demanda. Finalmente, después de regular la presión, el gas natural es inyectado en la red nacional y vendido a los distribuidores o directamente a los generadores de electricidad y grandes consumidores industriales. En algunos casos, el gas es transportado en su estado líquido en camión a algunos consumidores (por ejemplo, de EUA a México) (Rüster & Neumann 2006a).

Como se discute más adelante, en esta industria los contratos de largo plazo son un mecanismo para garantizar la coordinación entre los eslabones de la cadena. Esta coordinación es necesaria porque la capacidad de producción está limitada por la de transporte. La tendencia en el mercado de GNL es que los barcos son entregados a tiempo mientras que los proyectos de licuefacción se retrasan. Debido a que los barcos no pueden ser dedicados al comercio de otros productos, la flota permanece inutilizada hasta que la planta entra en operación. Los dueños de los barcos están cubiertos básicamente por la duración del acuerdo y no corren ningún riesgo a menos que el barco haya sido ordenado especulativamente (Engelen & Dullaert 2010).

4.1. Estructura de los costos

Los costos operacionales varían significativamente, pero el mayor se da en el proceso de licuefacción. La siguiente es la estructura de costos (Engelen & Dullaert 2010):

- Exploración y producción: 0,5 – 1 USD/MMbtu
- Licuefacción: 0,8 – 1,2 USD/MMbtu
- Transporte: 0,4 – 1 USD/MMbtu
- Regasificación y almacenamiento: 0,3 – 0,5 USD/MMbtu

Los valores dependen de diferentes factores como la distancia de transporte, las tecnologías empleadas y los volúmenes transportados. La Figura 2 muestra que los costos de transporte varían significativamente dependiendo de la distancia y que el transporte de gas licuado es más económico que por tubería en distancias mayores a 2.500 millas.

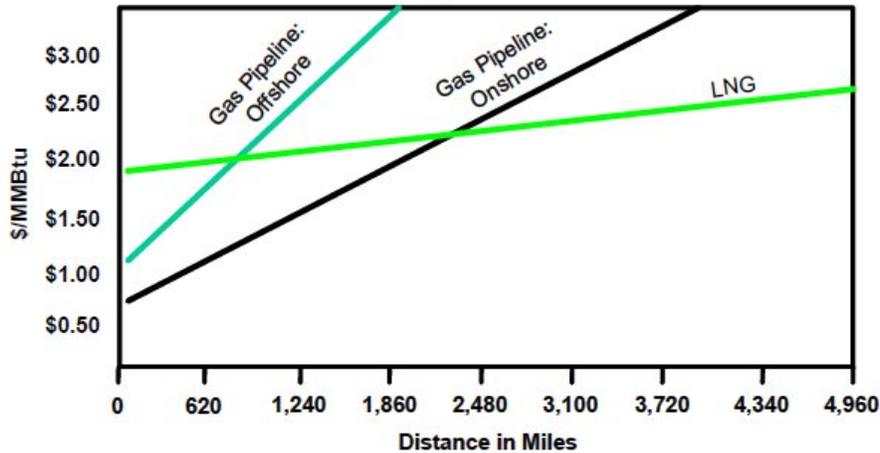


Figura 2. Comparación de los costos de transporte para tubería y GNL según la distancia (Foss 2007)

En cuanto a la magnitud de las inversiones de la industria, (Cook 2005) estima los costos de capital para construir una unidad de licuefacción (tren) con capacidad de 5 millones de toneladas por año (MMtpy) en:

- Exploración y producción: USD1 billón
- Licuefacción: USD1,25 billones
- Transporte: USD0,9 billones
- Regasificación y almacenamiento: USD0,6 billones

Los costos se calculan sobre toda la cadena porque el gas usado como insumo se debe garantizar durante toda la vida útil del proyecto.

La capacidad de los trenes de licuefacción ha aumentado considerablemente desde el primero que se construyó en 1964 (Arzew, Argelia) cuya capacidad es de 1,1 MMtpy, hasta los trenes construidos en los 2000 cuya capacidad es de hasta 7,8 MMtpy (Qatar). Esta evolución se presenta en la Figura 3. El aumento en el tamaño de los trenes ha creado ciertas economías de escala, de forma que los costos de un proyecto con dos trenes de 4 MMtpy son 30% inferiores a los costos de un proyecto con 4 trenes de 2 MMtpy. Un incremento adicional a un tren de 7,5 MMtpy llevaría a una reducción adicional del 20% (Rüster & Neumann 2006a).

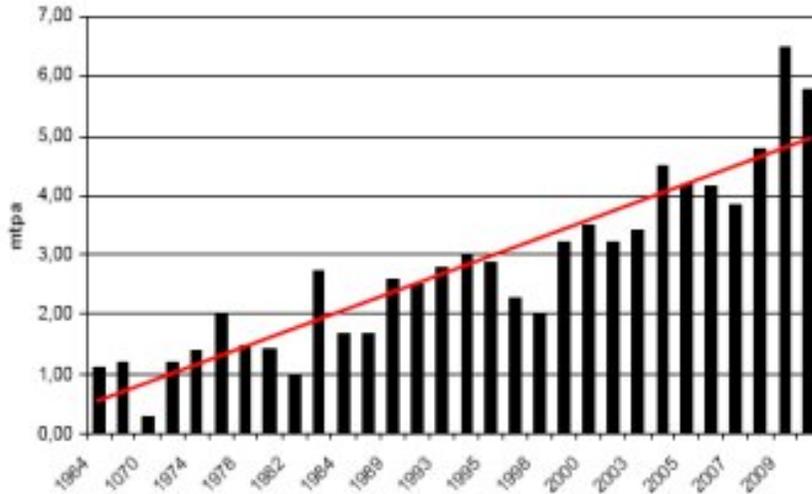


Figura 3. Capacidad promedio de un tren en plantas nuevas de licuefacción (Rüster & Neumann 2006a)

Los costos de estas plantas decrecieron desde los USD 700 millones en 1964 hasta un mínimo de USD 200 millones en 2005 debido a las economías de escala y adelantos tecnológicos (Rüster & Neumann 2006a). Sin embargo, el aumento en los precios del acero y de los bienes de capital ocurrido a mediados de los 2000s (jalonado por la demanda en Asia) aumentó los costos de licuefacción los cuales, en 2006 se situaban alrededor de USD 400 millones por MMtpy (ver Figura 4).

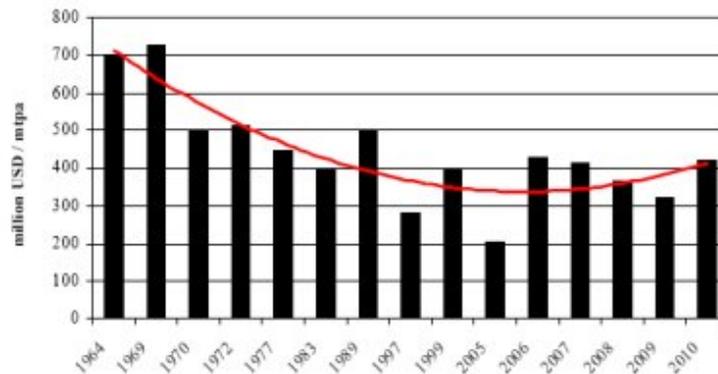


Figura 4. Costos promedio de un MMtpy de capacidad de licuefacción nueva (Rüster & Neumann 2006a)

En cuanto al transporte, el precio de un tanquero típico con capacidad para transportar entre 125.000 y 138.000 m³ de GNL ha caído desde U\$280 millones en 1980 a U\$160 millones en 2007 (Rüster & Neumann 2006a; Foss 2007). Mientras tanto que el tamaño de estos también ha ido en aumento (ver Figura 5). La reducción en costos se ha dado en gran parte por la experiencia adquirida por las constructoras que ha permitido un aumento en el número de empresas constructoras de barcos y por lo tanto, mayor competencia.

Así, el transporte de GNL a largas distancias es más económico porque los barcos tienen mayor capacidad.

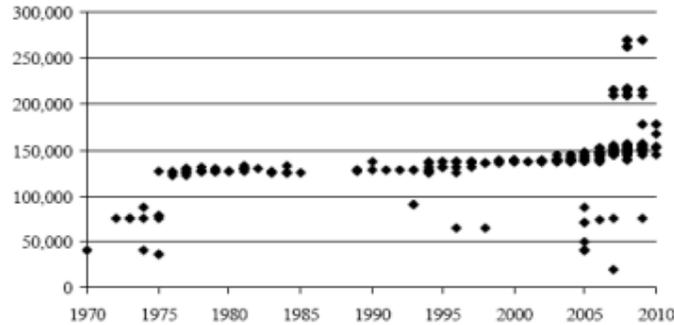


Figura 5. Capacidad de la flota de GNL en metros cúbicos (Rüster & Neumann 2006a)

4.2. Mercado mundial de GNL

En la anterior sección se vio que esta industria presenta economías de escala que han influido positivamente el aumento de la capacidad. En esta sección se habla de las principales características del mercado de GNL, como lo son la evolución de la capacidad instalada de licuefacción, la demanda y el comercio mundial de GNL, la formación del precio de GNL y la evolución del mercado.

4.2.1. Evolución de la capacidad de licuefacción

Hasta el momento se ha visto que la industria de GNL es una industria de alto riesgo debido a los pocos usos alternativos para las plantas, terminales y barcos y a la magnitud de las inversiones (costos hundidos). Específicamente, existe una gran incertidumbre en los proyectos de licuefacción. Esto dificulta el proceso de decisión del resto de inversionistas ya que no se sabe ciertamente cuánta capacidad entrara en los próximos años.

Este riesgo es evidente al observar los retrasos que los proyectos usualmente experimentan. Estos retrasos ocurren por problemas financieros, ambientales, sociales, regulatorios y políticos.

Algunos ejemplos de proyectos retrasados son Brass (Nigeria), que fue anunciado en 2004; Arzew y Skikda (Argelia), y Olokola (Nigeria) que fueron anunciados en 2005; y Ayacucho y San José (Venezuela) que fueron anunciados incluso antes de 2004. Aunque el tiempo de planeación, ingeniería y construcción de este tipo de proyectos es de unos 6 años, a la fecha actual ninguno de los proyectos anteriores había entrado en operación.

Al mismo tiempo, otros proyectos como Qatar Gas II y III fueron completados a tiempo; ambos empezaron en 2004 y terminaron en 2009 y 2010, respectivamente (Oil & Gas Journal Various issues). Por lo tanto, es difícil para los potenciales inversionistas saber la

cantidad exacta de proyectos que cubrirán la demanda en el futuro, lo cual incrementa la complejidad del proceso de toma de decisiones.

Entre las principales razones de los retrasos en la terminación de los proyectos está que los precios declinan más rápido que los costos, las preocupaciones por la seguridad de la demanda (recesión), los obstáculos de financiación, los conflictos en la asignación del gas de suministros entre doméstico y para exportación, los problemas ambientales y las tensiones políticas, entre otros (Vermeire 2009).

En la actualidad, se instalan trenes con capacidad mínima entre 4 MMtpy y 5 MMtpy y máxima de 7.8MMtpy. Esta capacidad es grande, comparada con el total instalado a 2011 (284 MMtpy) y por esto, la capacidad acumulada de la Figura 6es escalonada. Además, como se observa en la figura, estas adiciones no presentan un patrón de comportamiento definido.

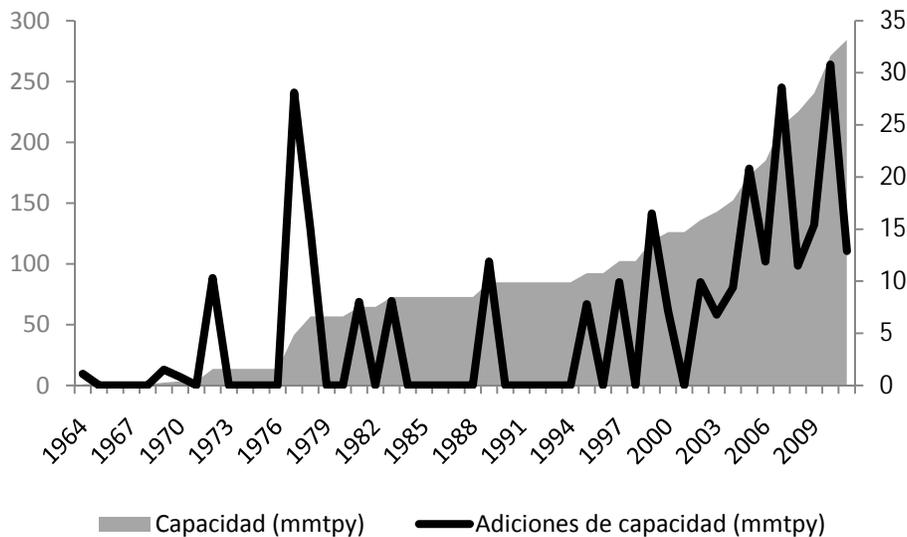


Figura 6. Datos históricos de capacidad instalada y adiciones de capacidad anuales en millones de toneladas de GNL (MMtpy) (Reuters 2007; Oil & Gas Journal Various issues)

4.2.2. Demanda

La demanda de GNL ha crecido durante todos los años desde 1993, incluso en 2010 llegó a crecer un 23%. El mercado de Asia y el Pacífico es el mayor mercado y su consumo ha aumentado continuamente, aunque su participación bajó del 75% en 1993 a un 60% en 2010, pasando por un máximo de 78% entre 1994 y 1996. Específicamente Japón ha sido durante todos los años el mayor consumidor de GNL a nivel mundial, aunque su participación en el consumo total haya disminuido del 65% en 1993 al 31% en 2010. Es necesario mencionar también a Corea del Sur que consumía el 7% del GNL en 1993 y en 2010 alcanzó el 15%, convirtiéndose en el segundo consumidor de GNL más grande.

El segundo mercado es el europeo, que pasó del 22% en 1993 al 29% en 2010 y salvo un leve descenso en 1994, 1998 y 2007, ha aumentado su consumo todos los años. El aumento ha sido liderado especialmente por España que pasó de consumir 5,39 MMton en 1993 a 27,54 MMton en 2010, y al Reino Unido que recién entró en 2005 con un consumo de 0,52 MMton y en 2010 consumió 18,67 MMton.

Por su parte las Américas han aumentado su participación en el consumo de un 3% en 1993 al 10% en 2010, influenciado especialmente por el aumento de consumo de México y la entrada de países suramericanos (Chile, Brasil y Argentina) desde 2008. En el caso de EEUU es notoria la disminución en su consumo (de 21,82 MMton en 2007 a 9,94 MMton en 2008, y 12,23 MMton en 2010) debido a la entrada del gas esquisto ('shale gas'). Esto, a su vez, ha llevado a que la demanda de las Américas haya tenido un comportamiento inestable durante los 2000s.

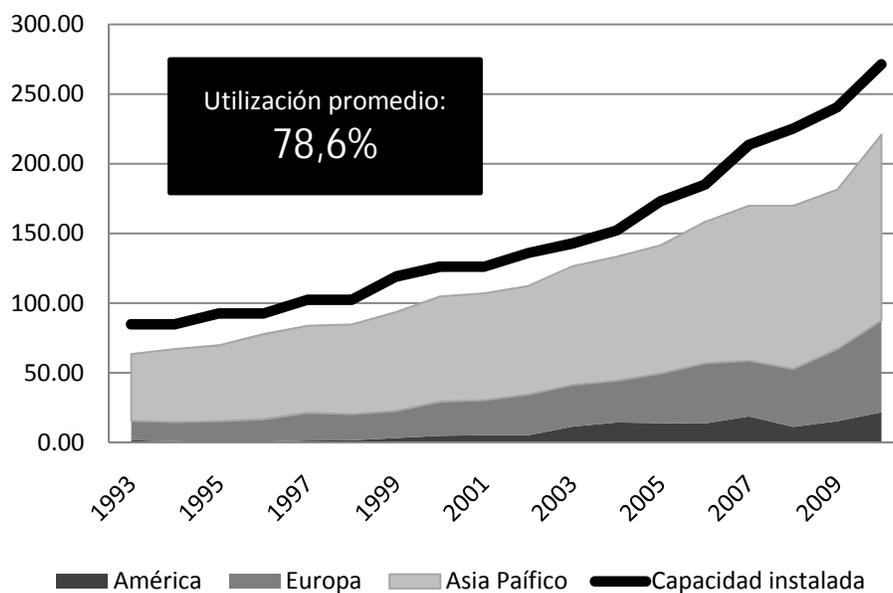


Figura 7. Datos históricos de demanda (MMton) de los tres principales mercados (América, Europa y Asia Pacífico) y capacidad instalada (MMtpy) a nivel mundial entre 1993 y 2010. Nota: En 2009 entró Kuwait al mercado y en 2010 lo hizo Emiratos Árabes, pero su consumo agregado no alcanza el 1%, por lo que no se considera en la gráfica. (EIA Various issues; BP Various issues)

El mercado pasó de 9 países importadores en 1993 a 19 en 2010. Mientras en Asia el mercado era dominado principalmente por Japón y Corea del Sur en 1993, la entrada de jugadores importantes como China e India han desconcentrado la demanda. Igualmente en Europa, la entrada de países como Reino Unido y Turquía ha aumentado el dinamismo del mercado.

La oferta también ha presentado cambios significativos desde los 1990s. En 1993 sólo 8 países exportaban y en 2010 se llegó a 23. Éste número podría incrementarse en el corto plazo con la entrada de India e Irán (Oil & Gas Journal Various issues). Esto ha tenido un efecto en la desconcentración del mercado que se evidencia en la disminución del Índice

de Herfindahl-Hirschman (HHI²) calculado por países. Este estaba en 2424 en 1993 y en 2010 llegó a los 1161, por lo que se puede decir que el mercado pasó de ser un mercado altamente concentrado a uno levemente concentrado. Pese a esto, la concentración del mercado ha aumentado en los últimos 2 años, especialmente por los significativos aumentos de capacidad de Qatar, que pasó de tener el 18% de las ventas en 2008 al 25% en 2010.

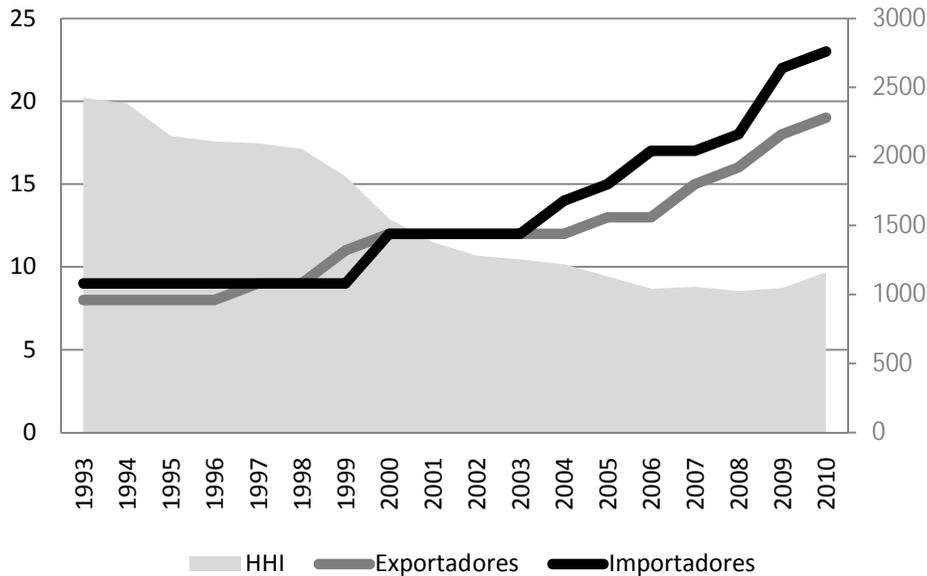


Figura 8. Evolución de los participantes en el mercado de GNL y el Índice de Herfindahl-Hirschman (HHI) para medir la concentración del mercado. Diseño del autor, construido a partir de los datos de (EIA Various issues; BP Various issues)

En la Figura 9 se presentan los flujos de GNL (en azul) durante el año 2010. Los principales flujos están concentrados en el mercado del Pacífico y el mayor flujo se da de Malasia a Japón (43,3 bcm). Por su parte, Qatar presenta flujos significativos a Corea del Sur, India, Japón y España. En América, Trinidad y Tobago es el principal exportador como lo demuestran los flujos a Estados Unidos y España. A 2010, el comercio de gas era el 30,5% del comercio mundial de gas.

² El HHI es una medida de concentración de un mercado comúnmente aceptada. Es calculada como la suma de cuadrados de la participación en el mercado de cada una de las firmas. Su rango está entre 0 y 10.000. Entre más cercano esté un mercado al monopolio, mayor es la concentración del mercado. El Departamento de Justicia de EEUU utiliza este índice para evaluar fusiones. Éste considera que un mercado con un HHI menor a 1.000 es un mercado competitivo; un resultado entre 1.000 y 1.800 se considera levemente concentrado; y uno con un resultado superior a 1.800 se considera un mercado altamente concentrado (Investopedia).

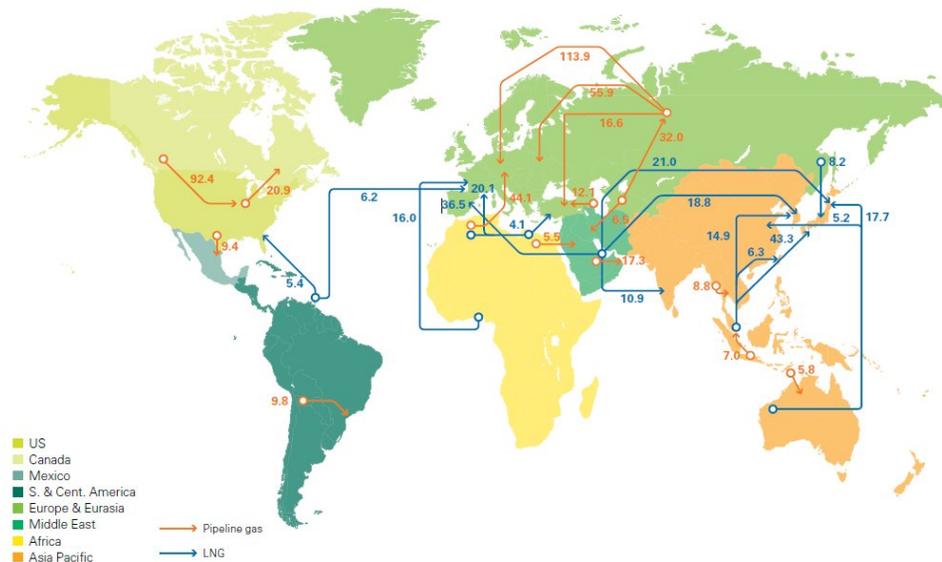


Figura 9. Principales movimientos de gas a nivel mundial en 2010: tubería (naranja) y GNL (azul) (BP 2011a)

Respecto a las expectativas de demanda en el corto plazo, se espera que la demanda de GNL de EEUU aumente poco debido a la producción de gas no convencional. En Europa se espera que el incremento en el consumo sea poco debido a los compromisos de largo plazo del gas de tubería. En el largo plazo, Vermeire (2009) plantea un escenario de crecimiento bajo (3%) y de crecimiento alto (6%) entre 2013 y 2030. Por su parte, BP (2011a) plantea un crecimiento del promedio anual de la demanda de 2,76% entre 2011 y 2030.

4.2.3. Formación de precio

El mercado de GNL ha madurado y se ha flexibilizado. Desde mediados de los 1990s, se ha dado una serie de cambios en los mercados de gas natural alrededor del mundo. Esto, debido al crecimiento de la demanda de gas natural, el aumento de capacidad de exportación e importación, la entrada de nuevos países –y compañías- y la disminución de costos que ha hecho posible que la distancia a la que es económicamente posible exportar GNL, vaya en aumento.

Otros factores determinantes han sido la desregulación de los mercados de gas natural - como en Inglaterra-, los contratos se han flexibilizado (por ejemplo, las exportaciones a la Unión Europea no pueden tener cláusulas de destino [Cornot-Gandolphe 2005]) y los contratos FOB³ se están haciendo más comunes [Eng 2006]) y el mercado del corto plazo

³Las siglas FOB (acrónimo del término en inglés Free OnBoard) se refieren a un incoterm, o cláusula de comercio internacional, que se utiliza para operaciones de compraventa en que el transporte de la mercancía se realiza por barco. El vendedor entrega la mercancía "a bordo del buque" designado por el comprador en el puerto de embarque designado, y por tanto estibado, y por tanto estibado, y por tanto estibado, en ese momento se traspasan los riesgos de pérdida o daño de la mercancía del vendedor al comprador.

ha venido en aumento (de 2002 a 2008 el GNL vendido por contratos bajo del 95% a 75% [Engelen&Dullaert 2010]), dándole mayor liquidez y competitividad a la industria de GNL.

Por ejemplo, con la crisis de 2008, no había liquidez para cumplir con los contratos indexados al petróleo, con unos precios cercanos a los USD 150, lo que permitió que se diera un crecimiento en las ventas de corto plazo. También se dieron los primeros cargamentos de Asia Pacífico hacia el Atlántico y unos swaps. Algo similar pasó con los tanqueros en el primer trimestre de 2009. Nuevamente los precios cayeron debido al enfriamiento de la economía, pero era inevitable pues se construyeron barcos especulativamente cuando se dio un boom. Los tanqueros han sido completados a tiempo mientras la entrada de proyectos se alargaba (Limam & Tricerri 2010).

El precio final es el mayor determinante de nuevas ventas debido a: la apertura de muchos mercados domésticos de gas a compañías extranjeras, la desregulación y el no control del precio del gas en grandes consumidores de gas, la convergencia del precio de la electricidad y el gas, el incremento en la competencia intersectorial, y el surgimiento de nuevos exportadores (Troner 2001).

Actualmente los precios de referencia para los diferentes mercados difieren. Mientras en EEUU el precio está relacionado con el Henry Hub⁴ (HH), en el Reino Unido (RU) lo está con el NBP⁵, en el resto de Europa con el Brent y en Japón con un 'coctel de crudos'⁶ (Japan Crude Cocktail – JCC). Así, los precios de EEUU y RU están relacionados a puntos de entrada de gas por tubería, mientras en Europa y Japón el precio depende del precio del crudo. La interconexión entre Europa y RU permite una unión entre los dos mercados, pero no hay un mecanismo de precio relacionado con el gas en Asia Pacífico.

⁴ El Henry Hub es donde se determina el precio de los contratos de futuros en el NYMEX (New York Mercantile Exchange) y es un punto de la red de tuberías en Louisiana

⁵National Balancing Point (NBP) es un 'hub' virtual para la compra y venta de gas en el RU. Es el punto para la determinación del precio y de la entrega de los futuros de GN en el ICE (Intercontinental Exchange)

⁶ Es el precio promedio de las importaciones de crudo en Japón, específicamente de las 20 mayores por volumen. Para facilitar su estimación, se puede considerar que USD JCC ~ USD WTI – USD 1 (por barril) (Eng 2006)

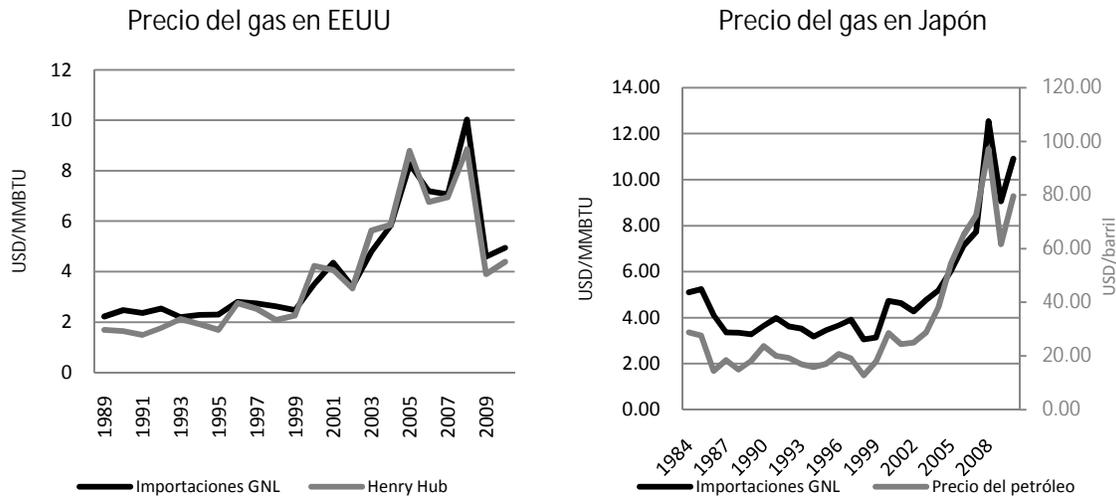


Figura 10. Precios del GN en EEUU y Japón, y su correlación con otros sustitutos. (EIA s. f.; BP Various issues)

La estructura de precio actual en Asia Pacífico relacionada con el JCC no permite la administración de riesgos/fondos eficiente debido a la carencia de mercados adecuados de futuros y forwards, ni una formación de precio que responda a las fuerzas del mercado.

La conexión del precio del gas con el precio del petróleo crudo en Asia ha expuesto a los mercados de GNL a la volatilidad de los precios del crudo que no refleja adecuadamente la situación del mercado global de GNL. Los precios del HH y el NBP no son adecuados para Asia Pacífico pues ambos precios de referencia están conectados a mercados domésticos que hacen parte de la red de tuberías de EEUU y RU. Esto es importante si se tiene en cuenta que Asia es la región más dominante del mercado de GNL.

En cuanto a la oferta, cada vez pierde más fuerza la idea de precio mínimo en un contrato, por lo que los esfuerzos para recortar costos son una gran herramienta para aumentar la competitividad. En términos generales, los precios del GNL en Asia han divergido de los índices globales de gas, evidenciando la necesidad de un mecanismo de formación de precio más relevante.

Los eventos exógenos en los mercados de sustitutos se terminan reflejando en el precio del GNL. Para garantizar el acceso al recurso y asegurar el suministro, así como tratar de minimizar los costos de transporte de forma que se mitiguen los cambios es en el precio, las firmas buscan tener un mayor control sobre todos los eslabones de la cadena. Como se verá a continuación, la coordinación vertical es evidente entre las empresas que participan en el mercado, como es común entre las compañías petroleras.

4.3. Integración vertical en la industria del GNL

Tirole (1988) se enfoca en las razones de un monopolio para un control vertical, es decir, los factores que incentivan el control vertical solamente cuando el mercado para el bien

intermedio es no competitivo. Como ya se mencionó en la Sección 4.2.2, el mercado de GNL está moderadamente concentrado, lo cual le impide ser considerado un mercado totalmente competitivo.

De acuerdo a la teoría de la organización industrial, una firma 'upstream' está verticalmente integrada si controla (directa o indirectamente) todas las decisiones de la estructura vertical. Entonces, de un lado, un monopolista que absorbe las firmas 'downstream' podría no ejercer control total sobre éstas (porque las decisiones deben ser delegadas dentro de una estructura vertical, esté integrada o no); por otro lado, el control vertical total puede ser logrado en la ausencia de integración vertical a través de contratos adecuados que especifiquen restricciones verticales (Tirole 1988). Los costos de transacción altos inducen un alto nivel de integración vertical de las industrias (Tirole 1988; Rüster & Neumann 2006b).

Éste podría ser el caso de los contratos de largo plazo que usualmente se firman entre los países importadores y países exportadores, i.e. Kogas, empresa que tiene el monopolio legal en Corea del Sur, y RasGas, un consorcio conformado por Qatar General Petroleum Corporation (70%) y Mobil Corporation (30%), firmaron un acuerdo para el suministro de 4,8 MMtpy por 25 años (Dailami & Hauswald 2000). Otro ejemplo es el caso de la BG que firmó en 2011 un acuerdo inicial de suministro de 2,5 MMtpy de GNL con la compañía estatal india Gujarat State Petroleum Corporation por 20 años (Economic Times 2011). Existen otros mecanismos para ejercer control vertical sobre los distribuidores pero estos no se evidencian en la industria de GNL.

Aunque no es una industria monopólica, el mercado de GNL no se ha caracterizado por las oportunidades de arbitraje pero, debido al crecimiento del mercado en término de volúmenes y participantes, las opciones de arbitraje cada vez son más comunes (Engelen & Dullaert 2010). Los productores han mostrado su intención de relajar las reglas respecto a venta de gas a terceras partes. Son dicientes los casos de Nigeria GNL ha removido algunas cláusulas de destino de sus contratos actuales y futuros, y Japón y Corea intercambiaron cargamentos entre 2002 y 2005. Aun así, los contratos de largo plazo son complementados por integración vertical en la industria de GNL (Cornot-Gandolphe 2005).

Hasta el momento hay evidencias de coordinación vertical, especialmente entre los eslabones de transporte y licuefacción, y licuefacción y regasificación. Esta última relación es más eficiente, pues como ya se dijo, los contratos de 20 a 25 años son comunes en la industria, por lo que las inversiones en regasificación normalmente vienen "amarradas" a las expansiones o nuevas unidades de licuefacción, es decir, los aumentos en la capacidad de regasificación, y al final, la demanda, están impulsados por el crecimiento de la capacidad de licuefacción.

Aun así, la utilización de la capacidad de regasificación en el 2007 fue alrededor de 42%, mientras la de licuefacción, 85% (Societe Generale 2009). Esto se debe a que las plantas de regasificación tienen un costo muy inferior a las de licuefacción, por lo tanto sus costos son menores, entonces económicamente permite una menor utilización de capacidad; además, la demanda de gas responde a factores estacionales, por lo que presenta unos

picos de demanda muy marcados, que llevan a la inutilización de capacidad por largos períodos de tiempo.

En cuanto a la relación entre transporte y licuefacción, también hay una coordinación referente a las intenciones de aumentar capacidad y flota para transportar GNL, pero ésta es menos eficiente pues está marcada por los constantes retrasos en los países exportadores. Aunque los barcos también tienen un tiempo de construcción significativo y las órdenes de barcos solo se hacen una vez el proyecto está en construcción, estos alcanzan a estar listos antes de que empiece el proyecto de licuefacción, por lo que permanecen inutilizados (Engelen & Dullaert 2010). Aunque podría pensarse que lo mismo sucede con las plantas de regasificación, no es así, pues la construcción de estas tarda menos tiempo, además, existen otras opciones a las terminales de importación, como son los barcos regasificadores.

Al revisar la estrategia corporativa de las principales compañías de hidrocarburos, se encuentra que la flexibilización del mercado y la demanda creciente a nivel global, las ha llevado a ampliar su participación en los eslabones de producción, licuefacción, transporte, regasificación y ventas de GNL. Éstas se han unido a las estatales de los países exportadores, asegurando bajos costos de los recursos y conectando el combustible a mercados de mayor valor.

Así, jugadores tradicionales ‘downstream’ se han integrado con otras ‘upstream’, buscando controlar la capacidad de transporte y aseguran acceso a las plantas de licuefacción y a las reservas, para asegurar el suministro cuando haya competencia entre regiones importadoras. Los jugadores integrados consideran las terminales de GNL como parte de la cadena de valor, por lo tanto no tienen incentivos para rentar capacidad inutilizada a potenciales competidores. Ejemplos de compañías integradas son la British Gas Group o BP desde ‘upstream’ y Gaz de France o el SUEZ Group desde ‘downstream’. La siguiente tabla muestra las actividades de las empresas integradas en el mercado de GNL:

Tabla 4. Actividades de las compañías globales en la cadena de suministro de GNL (Rüster& Neumann 2006a)

Compañía	Extracción, producción y licuefacción de GN	Transporte	Regasificación y venta de GN
BP	Indonesia/Bontang: 50%; participación en el campo Indonesia/Tangguh: operador, 37%; participación en campos Abu Dhabi: 10%; participación en campos Australia: 17% participación en NWS; participación en campos Trin&Tob: 34%/42%; grandes cantidades de suministro de GN	Propiedad y operación de diferentes flotas	EUA/Cove Point: parte de derechos de capacidad España/Bilbao: 25% participación RepDom: suministro de GNL UK/Grain: propiedad sobre parte de la capacidad del tren 1 (junto a Sonatrach) China: sociedad con CNOOC en terminal de Guandong

Compañía	Extracción, producción y licuefacción de GN	Transporte	Regasificación y venta de GN
	Egipto: Propiedad de parte de la planta Damietta		
Exxon Mobil	Qatar: participación en plantas de Qatargas y RasGas y en campos Indonesia: 100% de campos que suplen planta de Arun Australia: parte de la sociedad de Gorgon Angola/Yemen: intereses futuros	Si tiene negocios en transporte de GNL	UK/South Hook: 30% participación en terminal Bélgica/Zeebrugge: Entregas de GNL desde Qatar, dueño del 50% de la capacidad Italia/Rovigo: 45%, entregas de GNL desde Qatar, dueño de parte de la capacidad EUA: varias terminales propuestas
BG	Trin&Tob: 26%/32,5%; participación en campos Egipto/Idku: 36%; operador de varios campos; dueño de toda la producción Egipto/Damietta: participación en campos; propiedad de parte de la producción	8 barcos activos, 7 barcos ordenados	EUA/Lake Charles & Elba Island: entregas y parte de la capacidad de regasificación Italia/Brindisi: 50%, suministro de GNL, dueño de 40% de la capacidad UK/Dragon: 50%; suministro de GNL, dueño de 50% de la capacidad
Shell	Nigeria: 25,6% en Bonny Island; participación en campos Omán: 30% en Qalhat I; participación en campos Brunei: 255 en Lumut; participación en campos Australia: 16,7% en Burrup; participación en campos Australia: parte de la sociedad de Gorgon Malasia: 15% en Bintulu Rusia: 55% en Sakhalin II; participación en campos	Participación en gran número de barcos vía STASCO	EUA/Elba Island: dueño de la expansión de capacidad EUA/Cove Point: derechos de capacidad Bélgica/Zeebrugge: 1% EUA/México: varias terminales propuestas
Sonatrach	Argelia: dueña de 4 unidades de licuefacción (el total de capacidad del país)	Si tiene negocios en transporte de GNL	España/El Ferrol: 100% sobre el suministro de Argelia, participación en operador de planta UK/Grain: 100% sobre el suministro de Argelia; dueña de capacidad de fase I por 20 años
Chevron Texaco	Australia: 16,7% en NWS; participación en campos Australia: participación en la sociedad planeada Gorgon Angola/Nigeria/Venezuela:	Si tiene negocios en transporte de GNL	EUA/México: varias terminales propuestas

Compañía	Extracción, producción y licuefacción de GN	Transporte	Regasificación y venta de GN
	plantas propuestas		
Gaz de France	Egipto/Idku: 5% participación en tren de licuefacción I, dueña de la producción total del tren I Noruega/Snovhit: 12%; participación en campos	Propiedad y operación de diferentes flotas	Francia/Fos-sur-Mer: operador, dueña 100% de la capacidad Francia/Montoir: operador, dueña 100% de la capacidad Francia/ FosCavaou: operador, dueña 66,7% de la capacidad India: 10% participación en Petronet GNL
ENI	Egipto/Damietta: 40% participación en planta de licuefacción Nigeria/Bonny Island: suministro de gas, 10,4% participación (a través de Agip), dueña de parte de la capacidad	No tiene negocios en transporte de GNL	Italia/Panigaglia: mayoría de la capacidad Portugal/Sines: 33,34% participación España: 50% participación en el Union Fenosa Gas Group, 21% participación en terminal El Ferrol, 42,5% en terminal de Sagunto
Union Fenosa	Egipto/Damietta: 40% participación en instalaciones, dueña de parte de la capacidad Omán/Qalhat II: 8% participación	Si tiene negocios en transporte de GNL	España/Sagunto: 42,5% participación, gas a las plantas de generación de Union Fenosa España/El Ferrol: 21% participación en operador, parte del gas a sus propias plantas de generación
SUEZ	Trin&Tob: 10% en tren I y IV	Si tiene negocios en transporte de GNL	Bélgica: 99% en terminal Zeebrugge EUA/Everett: dueña y operadora Bahamas/México: plantas propuestas
Repsol YPF	Trin&Tob: 20%/25% en Point Fortin Irán/Libia/Bolivia: plantas propuestas	Si tiene negocios en transporte de GNL	España/Bilbao: 25% participación EUA: suministro de GNL

La integración vertical no para en las actividades de regasificación y venta de gas. En España, por ejemplo, existen varios proyectos donde las compañías dueñas de plantas de regasificación también operan plantas generadoras a gas cercanas, alimentadas con el gas importado a través de la terminal. Casos similares se presentan en Japón, donde Tokyo Electric opera terminales, y Puerto Rico y República Dominicana, donde la construcción de terminales vino acompañada de la construcción de plantas de generación relacionadas.

La siguiente Sección trata sobre las operaciones globales de las empresas, en lo que se refiere a su ubicación estratégica para reducir costos de transporte.

4.4. Coordinación y cooperación en la industria del GNL

Una estrategia es cooperativa cuando los jugadores pueden comunicarse entre sí y están dispuestos a cumplir con los términos pactados en la búsqueda de un objetivo mutuo de acuerdo a las condiciones que se presentan en el juego (Brandenburger 2007).

Se habla de cooperación horizontal cuando existen acuerdos entre varias partes del mismo eslabón de la cadena. En este capítulo se examina la coordinación y cooperación entre países productores y la cooperación entre firmas productoras.

4.4.1. Cooperación entre países

El problema de la cooperación entre países exportadores fue estudiado ante el establecimiento del Foro de Países Exportadores de Gas (GECF) en 2001, que abrió la posibilidad a la existencia de una OPEP del gas. Éste se puede comportar como un cartel que busca ejercer poder de mercado o simplemente establecer un mecanismo de cooperación sin interés de afectar el precio. Este último caso es el que se plantea, según el cual la GECF podría jugar un papel de intermediario identificando oportunidades para una racionalización logística entre los miembros. Esta racionalización no tiene ningún impacto en el precio pagado por los importadores y se define como la factibilidad de cooperación que se enfoca únicamente en la optimización logística de la cadena de GNL. Aun así, existirán países que no se adherirán a dicha colectividad a menos que exista un mecanismo de repartición de ganancias (Massol & Tchung-Ming 2009).

Dada la similitud de los costos de licuefacción y regasificación de las diferentes plantas, éstas no juegan un papel importante en las decisiones de exportación. Son entonces, los costos de transporte y de extracción y producción los que las determinan. Así pues, se plantea un problema de optimización (problema del transporte), el cual tiene repercusión en los costos de transporte totales y las ganancias. Los resultados mostraron que Qatar, Brunei, Indonesia y Trinidad y Tobago verían disminuidas sus utilidades. Entonces, una racionalización en el transporte parece deseable colectivamente pero no individualmente (Massol & Tchung-Ming 2009).

Entonces, como se ve que se pueden obtener ganancias de la cooperación, los autores utilizan los conceptos de teoría de juegos cooperativos para encontrar una vía que incentive la participación. Esto supone un juego de transferencia de utilidad, la cual depende de la diferencia entre los beneficios de los miembros cuando cooperan y cuando no. La cooperación es siempre positiva, por lo que $v(A \cup B) \geq v(A) + v(B)$. Esto sugiere que los países tienen incentivos reales para cooperar desde que la unión de dos grupos

de jugadores solo puede incrementar sus ganancias, por lo que el problema es encontrar un mecanismo para distribuir los beneficios entre los países.

Entonces, un requerimiento natural es que ningún país reciba menos en la unión que por su cuenta. Esto lleva a que la racionalidad grupal implique la racionalidad individual y asegura que ningún participante o subgrupo de participantes pueda quejarse sobre la distribución propuesta.

Así pues, por medio de un problema de optimización que asegura una holgura entre lo que ganaban los países trabajando individualmente y lo que ganarían como grupo, se llega a una solución donde las ganancias como grupo son mayores. Para distribuir éstas ganancias utilizaron métodos proporcionales, métodos que tienen en cuenta la contribución marginal de cada participante y otros basados en teoría de juegos.

Los resultados de Massol & Tchung-Ming (2009) fueron los siguientes: por lo métodos proporcionales de asignación de ganancias, Qatar recibe casi lo mismo que el resto de países y su contribución marginal es más del 47% del total de ganancias. Esto llevaría a que se formen coaliciones complementarias y no se cumpla ningún acuerdo del GECF. Al contrario, por medio de los métodos de teoría de juegos, se cumple con el criterio de distribución de ganancias compatible con incentivos.

Aun así, dicha coordinación tiene un costo, como los costos de mantener una oficina en Viena que tiene la OPEP. Esto reduce las ganancias y pone en riesgo la coordinación. Además, el autor reconoce que la política de distribución de ganancias puede ser difícil de implementar, por lo que considera el caso en el que los jugadores no transfieren utilidades. Con este nuevo supuesto las ganancias anuales del grupo se reducen y lleva a que algunas coaliciones puedan bloquear la creación de una colectividad de todos los países, y ésta sería una decisión racional para ellos. Entonces, llegar a una cooperación grande es una tarea compleja.

Según Fusillo (2003), la cooperación entre las firmas se da para imponer precios de monopolio. Aunque éste no es un mercado monopólico y está más cerca del oligopolio que del competitivo, no se puede asegurar que haya poder de mercado por parte de algún país. Pensar en cooperación es aun más difícil si se tiene en cuenta que hasta el momento no ha existido ningún cartel en el mercado de gas mundial (como la OPEP en el petróleo).

Además de esto, la ubicación de los países hace que estos se concentren en determinados mercados. Por ejemplo, Trinidad y Tobago destina sus exportaciones principalmente al mercado del atlántico y totaliza un 40% de los movimientos de éste; Malasia, Indonesia y Australia tienen sus actividades exportadoras enfocadas principalmente en el mercado del Pacífico (el mercado más grande pues el 60% de los movimientos se concentran en éste) y juntos totalizan el 48% de los movimientos, pero ninguno tiene más de un 17% de participación en dicho mercado; y Qatar es el segundo mayor exportador al mercado europeo (41% de participación) y el principal del Pacífico

(20% de participación) (BP 2011a). Esto es una evidencia de que, sin tener un cartel ni una coalición formal, esta industria trata de minimizar los costos de transporte.

Entonces, creer que hay cierta coordinación entre países para hacer sus inversiones carece de credibilidad, pero, como ya se vio, la propiedad de la capacidad de licuefacción está normalmente compartida por compañías estatales nacionales y privadas transnacionales, las cuales sí podrían, eventualmente, coordinarse a la hora de llevar a cabo sus inversiones en aumento de capacidad. Estas empresas si podrían llevar a cabo un juego cooperativo para maximizar sus utilidades.

4.4.2. Coordinación entre empresas

Antes de hablar de una hipotética coordinación entre las empresas a la hora de instalar nuevas plantas de licuefacción, es útil saber en qué mercados venden los países exportadores, pues como se mencionó los costos de transporte son relevantes en esta industria. Esta información se presenta en la Tabla 5.

Tabla 5. Movimientos de gas a las regiones de importación(BP 2011a). Diseño del autor.

Desde	Hacia		
	América	Europa	Asia/Pacífico
USA	0,09	0,35	1,20
Trinidad & Tobago	11,56	6,22	2,27
Perú	0,95	0,71	0,16
Bélgica	0,08	0,16	0,24
Noruega	0,84	3,64	0,23
Rusia	-	-	13,31
Omán	-	0,17	10,41
Qatar	3,55	35,84	36,20
EAU	0,04	-	7,61
Yemen	1,36	0,52	3,50
Argelia	0,17	19,06	0,08
Egipto	2,78	4,71	1,89
Guinea Ecuatorial	1,58	0,12	3,17
Libia	-	0,34	-
Nigeria	4,30	15,91	3,61
Australia	-	-	25,27
Brunei	-	-	8,83
Indonesia	1,87*	-	29,49
Malasia	-	-	30,31

*Flujo Indonesia-México por el Pacífico

Contrastando la información de la Tabla 4 con la de la Tabla 5, se puede decir que las once empresas mencionadas en la Tabla 4 tienen acceso a los tres mercados por sus inversiones en esos países. Los flujos de Egipto, Nigeria, y Trinidad y Tobago muestran que tienen unas ubicaciones estratégicas que les permiten vender en los 3 mercados, por lo que son los países que tienen más empresas de las 11 mencionadas. Aunque Qatar también vende en los tres mercados, las inversiones en licuefacción se encuentran muy restringidas para las empresas distintas a las nacionales RasGas y QatarGas, por lo que sólo Exxon Mobil tiene alguna participación en dicho país.

Lo anterior es una evidencia de que la estrategia corporativa de las empresas se encuentra enfocada en diversificar su participación en los mercados del Pacífico, Atlántico y Europa, para lo cual debe invertir en diferentes países que le aseguren no solo el acceso al recurso sino que, por su ubicación geográfica, presente costos de transporte moderados que le permitan acceder a diferentes países con un precio competitivo. Esto sin mencionar las inversiones que tienen en transporte y en unidades de regasificación en los países a los que tienen acceso.

Pese a esto, la cooperación en la industria de GNL podría ser más difícil de lograr que en otras industrias pues muchos de los jugadores son compañías nacionales que representan intereses públicos más que privados. Basados las principales características de esta industria y en los principales aspectos del comportamiento de los inversionistas vistos en la Sección 2, construimos una hipótesis dinámica para las decisiones de inversión en la industria de GNL la cual se presenta en la siguiente Sección.

5. Modelando la expansión de capacidad en la industria de GNL

Hasta el momento se ha observado que la oferta de GNL, más que la demanda, es la fuerza detrás del crecimiento del mercado de GNL alrededor del mundo. Tal como lo dicen Engelen & Dullaert (2010), la demanda no crece *per se*, sino que es la oferta la que la impulsa. Entonces, para estudiar la dinámica del crecimiento en la industria de GNL y para formular la hipótesis dinámica del modelo, nos enfocamos en el comportamiento de los productores.

5.1. Hipótesis dinámica

De acuerdo con la hipótesis dinámica de la Figura 11 la construcción de plantas de licuefacción depende de las expectativas que tienen los inversionistas en el corto y largo plazo. Los inversionistas ajustan las nuevas inversiones (expansiones o nuevas entradas de capacidad) basados en sus expectativas. Éstas, a su vez, son influenciadas por la rentabilidad actual y la rentabilidad futura. La rentabilidad actual depende de los ingresos por ventas y de los costos totales. Estos últimos dependen de los costos variables de producción (exploración, extracción y licuefacción) y de los costos de capital.

Un proyecto técnicamente factible pasa de la etapa de planeación a la de construcción dependiendo de las expectativas sobre rentabilidad actual y futura que se tengan sobre éste. Las altas expectativas incentivan la entrada de nuevos productores así como el aumento en la inversión de los productores actuales, aunque estos desconocen el hecho que otros productores pueden tomar la misma decisión. Este efecto es similar al que Randers & Goluke (2007) definen como “sentimiento de mercado” y que consiste en que los inversionistas potenciales se abstienen de entrar si la industria está rindiendo menos de lo esperado.

El “sentimiento de mercado” se explica como el deseo de los jugadores de incrementar o disminuir sus inversiones basados en la rentabilidad de la industria. La teoría de la decisión asume que las personas tienen el conocimiento adecuado y por lo tanto,

expectativas racionales y predecibles. La teoría psicológica del consumidor, sin embargo, sugiere que las personas usualmente exhiben un comportamiento de manada⁷.

Aunque el sentimiento de mercado lleva a invertir cuando las expectativas son buenas, los productores pueden ajustar sus expectativas de rentabilidad futura de acuerdo con el número de proyectos en construcción (ciclo B2) pues La entrada de los proyectos en construcción supone una mayor competencia en el futuro para los jugadores que están intentando entrar o aumentar capacidad. La competencia inicia desde la fase de construcción debido a que la capacidad de los contratistas especializados es limitada y esto aumenta la competencia por los servicios de de 'Engineering, Procurement and Management' (EPC) (Phalen and Scotti 2008).

El modelo supone que la industria es competitiva y que las firmas responden al precio para determinar su producción (Olaya 2006). Este depende del precio que reciben los productores de GNL (una fracción del precio de mercado) y un precio de referencia. Cuando el precio aumenta, se incrementa la utilización de la capacidad instalada y se produce más debido a que más plantas pueden producir sin perder dinero.

La rentabilidad depende de los ingresos y los costos totales. Las firmas estarán interesadas en ampliar su capacidad en la medida que puedan suministrar GNL al precio de mercado. Este ciclo de refuerzo (R1) es balanceado debido a que el incremento del suministro también implica un aumento en los costos totales (B3), entonces, la cantidad que las firmas pueden producir está restringida por los costos marginales de producción.

El precio de mercado, sin embargo, está basado en los precios de los sustitutos y lo tomamos en el modelo como exógeno. Esto debido a que el mercado de GNL es un 'tomador' de precio ('Price taker') y no un 'formador' de precio ('Price maker') (Praet 2009).

⁷ Las personas están atentas a lo que los demás hacen. Esto es racional pues sus decisiones reflejan información que ellos tienen y nosotros no. Entonces, una probable consecuencia de que las personas intenten utilizar esta información es lo que se denomina 'comportamiento de manada' ('Herd behavior'), donde todos están haciendo lo que los demás están haciendo, incluso cuando su información privada indica hacer algo diferente (Banerjee 1992). En general, es la tendencia de los individuos a imitar las acciones (racionales o irracionales) de un grupo. Individualmente, sin embargo, la mayoría de la gente tal vez no haría la misma elección. Este comportamiento se ve seriamente influenciado por la lógica común de que es poco probable que un grupo grande pueda estar equivocado. Después de todo, incluso si una persona está convencida que una idea en particular o curso de una acción es irracional o incorrecta, la persona podría seguir queriendo seguir la manada, creyendo que ellos saben algo que ella no (Investopedia).

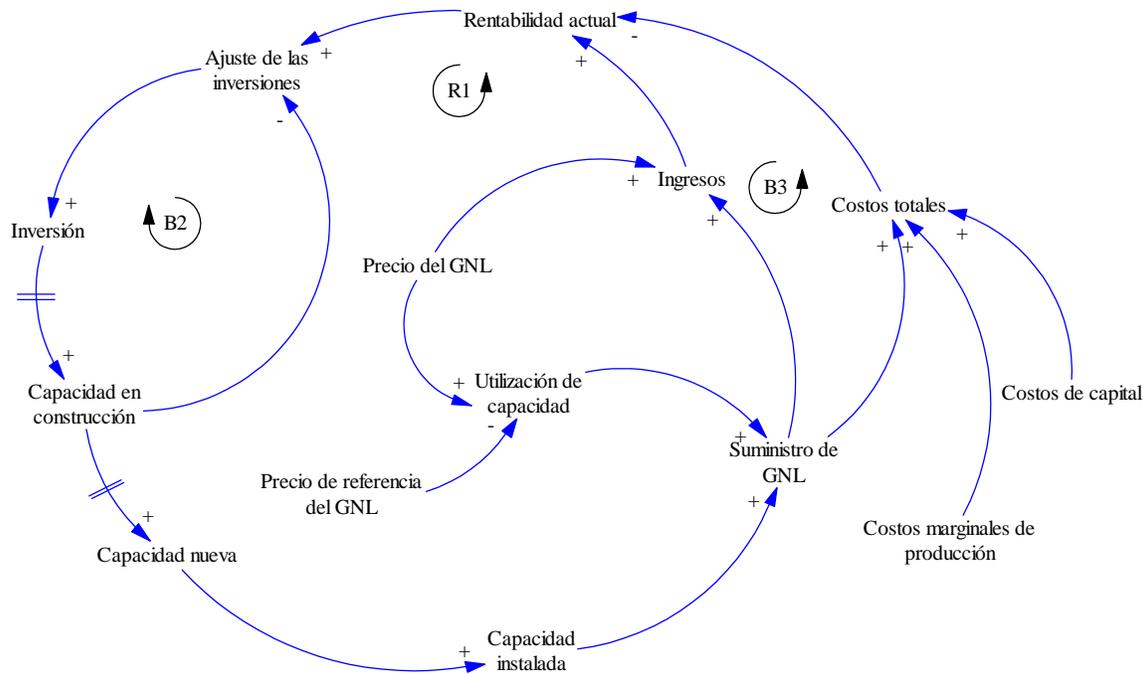


Figura 11. Diagrama causal del modelo (hipótesis dinámica).

5.2. Modelo

El modelo desarrollado recoge la hipótesis anterior y asume que los inversionistas observan el mercado global. Aunque los costos de transporte son alrededor del 30% de los costos totales del GNL (ver Sección 4.1) (Olaya 2006), en este modelo no se consideran porque se asume que las compañías productoras buscan su minimización al distribuir sus operaciones en distintos continentes (ver sección 4.4.2).

La capacidad de licuefacción en construcción y capacidad instalada son las dos variables de nivel en el modelo. La capacidad en construcción (UC_t) aumenta por el inicio de proyectos (I_t) y disminuye cuando estos proyectos entran en operación (E_t). Se consideran trenes con capacidad para producir 5 MMtpy, por lo que I_t y E_t se redondean al múltiplo de 5 más cercano. Todos los proyectos tienen tiempos fijos de planeación y construcción.

$$\frac{d}{dt}UC = I_t - E_t \quad (1)$$

De igual forma, la capacidad instalada (IC_t) aumenta cuando entran proyectos (E_t) y decrece cuando las plantas se vuelven obsoletas (O_t).

$$\frac{d}{dt} IC = E_t - O_t \quad (2)$$

Como se explicó, la incertidumbre de la demanda y sobre los proyectos, y la asimetría de la información llevan a retrasos en los procesos de decisión. Esto induce a errores en el pronóstico de la capacidad necesaria, la cual es incrementada o disminuida por el “sentimiento de mercado” descrito en la Sección 5.1.

El sentimiento de mercado se modela por medio de un factor que tiene en cuenta el estado actual y futuro del mercado como se describe a continuación.

5.2.1. Rentabilidad actual del mercado

La rentabilidad actual del mercado se representa como un factor de rentabilidad ($F_{R,t}$), que relaciona la rentabilidad ($R_{R,t}$) en un año t con una rentabilidad referencia (R_0) como se muestra en la ecuación (3):

$$F_{R,t} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{R_{R,t} - R_0}{\text{Max}(R_0, R_{R,t})} \right) \quad (3)$$

Si la rentabilidad ($R_{R,t}$) es mayor que el valor de referencia, se envía una señal de que más proyectos de los necesarios son rentables en el mercado, por lo que serán aprobados y se moverán a una etapa de construcción. Cuando la rentabilidad en un año es superior a la rentabilidad referencia, las personas se ven alentadas a invertir más de lo que deberían, pero si la rentabilidad es menor que la esperada, contribuye a que las personas disminuyen sus inversiones en una forma excesiva. $R_{R,t}$ es el margen neto de ganancias (siempre y cuando el mercado no esté dando pérdidas) y α es el nivel de impuestos (promedio 35% (Olaya 2006)) que tienen que pagar las firmas sobre sus utilidades operacionales, mientras $R_{N,t}$ es el margen operacional.

$$\begin{aligned} R_{R,t} &= R_{N,t}(1 - \alpha), \text{ Si } R_{N,t} \geq 0 \\ R_{R,t} &= R_{N,t} \text{ en otro caso} \end{aligned} \quad (4)$$

$R_{N,t}$ se define así:

$$R_{N,t} = \frac{I_t - TC_t}{I_t}, \text{ Si } I_t > 0 \quad (5)$$

$$R_{N,t} = M, \text{ donde } M \longrightarrow \infty, \text{ si } I_t = 0$$

Por lo tanto, $R_{N,t}$ es el margen operacional promedio del mercado. Los ingresos son $I_t = P_t^* \times S_t$, donde P_t^* y S_t son el precio que reciben los productores de GNL y el suministro de GNL, respectivamente. P_t^* se define como una fracción (z) del precio de mercado de GNL, P_t .

$$P_t^* = z \times P_t \quad (6)$$

Los costos totales en los que incurre la industria al producir una cantidad Q_t , utilizando una capacidad X_t son definidos como

$$TC_t = \int_0^{Q_t} C_{O,t} dS_t + \int_0^{X_t} C_K dIC_t \quad (7)$$

Donde C_K es el valor fijo que representa el costo unitario de capital; es decir, el costo de capital que se asigna a cada unidad de producción, durante toda la vida útil de una planta. Estos costos permiten recuperar la inversión inicial con una tasa de descuento i .

C_o son los costos operacionales, que incluyen costos de producción de gas y su posterior licuefacción. Se consideran constantes y se toman como el costo promedio de aquellos presentados en Engelen & Dullaert (2010).

El suministro depende de la utilización de la capacidad instalada, U_t , es decir, $S_t = U_t \times IC_t$. Para determinar la utilización en cada período se define una función que depende del precio que reciben los productores. Esta es una aproximación que se utilizó en el modelamiento de la industria de tanqueros de petróleo (Randers & Goluke 2007) y de la industria de pulpa y papel (Berends & Romme 2001).

El precio recibido por los productores es comparado por estos con un precio de referencia P_0^* . Estos permiten definir un factor de precio, así:

$$F_{P,t} = \frac{P_t^*}{P_0^*} \quad (8)$$

La función que determina el suministro asegura que las plantas no produzcan a pérdidas y que respondan ajustando su producción según el precio que están recibiendo. Cuando el precio aumenta, se incrementa la utilización de capacidad pues producir se vuelve

rentable para más plantas. Se define una función por tramos como sigue se observa en (9).

$$\begin{aligned}
 U_t &= 0 \text{ si } F_{P,t} < w_{Min} \\
 U_t &= \lambda_0 + \lambda_1 \times F_{P,t} \text{ si } w_{Min} \leq F_{P,t} \leq w_{Max} \\
 U_t &= U_{Max} \text{ si } F_{P,t} > w_{Max}
 \end{aligned} \tag{9}$$

w_{Min} se define como $w_{Min} = \frac{C_O}{P_0^*}$ e indica que no se produce si el precio que reciben los productores es menor a sus costos operacionales. U_{Max} es la utilización de capacidad máxima. Según Engelen & Dullaert (2010) las pérdidas en estas plantas son alrededor del 10% en promedio, por lo que $U_{Max} = 90\%$. Se supone que $U_{Min} = 70\%$ (Kotzot et al. s.f), w_{Max} se estima por medio de la calibración y con esto se pueden estimar los parámetros λ_0 y λ_1 . Para una mayor comprensión de la función de utilización, se presenta la Figura 12.

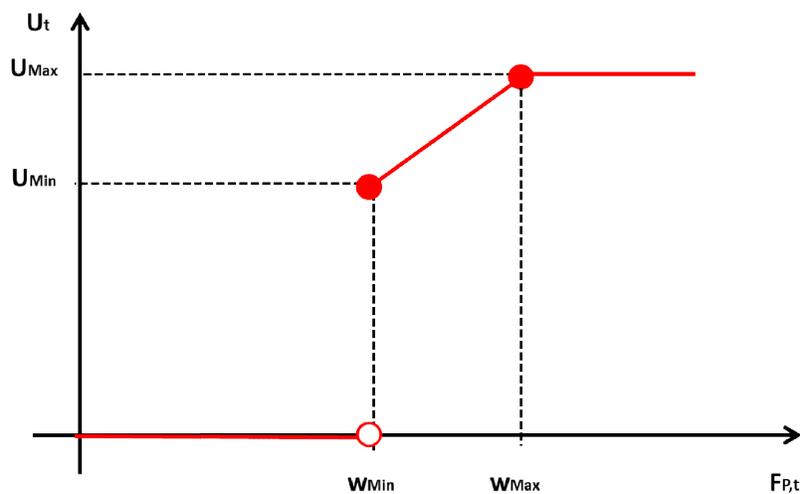


Figura 12. Función de utilización de capacidad planteada para el modelo.

5.2.2. Estado futuro del mercado

El estado futuro del mercado se representa por medio de un factor de construcción que depende de los proyectos en construcción cuya entrada, aunque incierta, supone una mayor competencia. Para estimar el factor de construcción ($F_{C,t}$), se considera un número máximo de proyectos en construcción (K_{Max}) el cual representa la disponibilidad de contratistas:

$$F_{C,t} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{UC_t - K_{Max}}{Max(UC_t, K_{Max})} \right) \quad (10)$$

Donde la capacidad máxima de construcción crece como una función del tiempo de la siguiente manera:

$$K_{Max} = b_0 + b_1(t - t_0) \quad (11)$$

Donde b_0 es la capacidad máxima de construcción al inicio de la simulación, b_1 es la tasa de crecimiento de esta capacidad de las constructoras, t es el tiempo actual de simulación y t_0 el tiempo inicial de simulación.

5.2.3. Formación de expectativas y ajuste de inversión

El factor de rentabilidad de la ecuación (3) tiene un efecto positivo sobre las inversiones, mientras el de construcción, de la ecuación (10) lo tiene negativo. Como se discutió antes, si hay muchos proyectos en construcción, los productores prevén una fuerte competencia en el futuro. De forma contraria, una rentabilidad alta indica que el mercado está bien, es sostenible y genera utilidades para los inversionistas. Así pues, se consideran los dos factores anteriores para definir un factor de expectativas ($F_{E,t}$) como una combinación lineal de estos.

$$F_{E,t} = a_0 \times F_{R,t} - a_1 \times F_{C,t} \quad (12)$$

Donde a_0 y a_1 son los pesos de cada uno de los factores. Por simplicidad, se considera que $a_0 + a_1 = 1$. Ahora, a partir de $F_{E,t}$ se define el ajuste de las inversiones. Se supone una función logística (crecimiento en S) pues se asume que las inversiones se exageran y atenúan de una forma no lineal debido al estado de ánimo de los inversionistas y sus expectativas (los inversionistas no son totalmente racionales). La ecuación es la siguiente:

$$F_{A,t}(F_{E,t}) = \frac{u}{1 + h e^{-m F_{E,t}}} \quad (13)$$

Donde, u es la capacidad de carga o límite superior (asíntota horizontal), h es un número real y m es la tasa de crecimiento de la función. La magnitud de m está relacionada con la sensibilidad de los inversionistas a los cambios de la industria. Entre más alto sea m , los cambios de la industria afectarán en mayor magnitud el ajuste de la inversión.

Para estimar h suponemos que cuando los factores que determinan el ajuste se contrarrestan ($F_{E,t} = 0$), la inversión no se debería afectar ($F_{A,t} = 1$), entonces $h = u - 1$. Los parámetros u y m se estiman en la calibración del modelo. Para asegurar la robustez del modelo, se le hace un análisis de sensibilidad a todos los supuestos y los parámetros estimados en la calibración.

La inversión ajustada por el “sentimiento de mercado” (inicio de proyectos), I_t , está dada por:

$$I_t = Y_t F_{A,t} \quad (14)$$

Donde Y_t sería lo que se invertiría si no hubiera expectativas y el inicio de proyectos se diera a una tasa constante. Ésta se define como una fracción g de la capacidad instalada:

$$\begin{aligned} Y_t &= UO_t \times g \\ g &\in [0,1] \end{aligned} \quad (15)$$

Aproximadamente el 90% de las transacciones de GNL se hace dentro de contratos de largo plazo que indexan el precio del GNL al precio del petróleo o al precio del gas en tubería, como en los EEUU. En el modelo se calcula un promedio ponderado de estos dos precios usando la siguiente fórmula:

$$P_t = P_{Japan} (1 - r_t) + P_{USA} r_t \quad (16)$$

Donde r_t es la participación o el peso de cada precio en el cálculo del precio ponderado; r_t muestra el grado de dependencia que tiene el GNL del petróleo y cómo se da la formación de precio, si es indexado o responde a las fuerzas del mercado. Para esto se usa la ecuación propuesta por Praet (2009), que usa una ecuación de Verhulst para estimarla participación de las ventas de corto plazo en el mercado de GNL. La ecuación es del siguiente tipo:

$$r_t = \frac{K_B \times P0_B}{P0_B + (K_B - P0_B) e^{-r_0 \times t^*}} \quad (17)$$

Donde K_B es la capacidad de carga, $P0_B$ es la participación inicial en el mercado, r_0 es la tasa de crecimiento y t es el tiempo. Para el autor, en 2010, $t^* = 18$. Debido a que la simulación comienza en 2011 y éste es para nosotros el año 1, es necesario hacer una transformación de la ecuación (17), siendo $t^* = t - t_0 + 19$, donde t es el tiempo de

simulación actual y t_0 el tiempo inicial de simulación. De igual forma, es necesario dividir por 100 para que el valor de r_t sea un porcentaje.

Una de las ventajas de usar este tipo de función frente a otro tipo de funciones como las polinomiales es la limitante al crecimiento que induce dicha ecuación. De esta forma, la ecuación de Verhulst llega a un estado de equilibrio (K_B), que representa la participación en el largo plazo de un mercado 'spot', en este caso 43,5% (ver Tabla 6). Praet (2009) ajusta dicha función a diferentes conjuntos de datos, siendo los de Flower (2008) los que tienen un menor error cuadrático medio (MSE), por lo que se selecciona este ajuste para nuestro modelo.

Tabla 6. Parámetros de la ecuación de Verhulst para la participación del mercado 'spot' en el mercado de GNL (Praet 2009).

Participación en el mercado inicial	1,1
Tasa de crecimiento	0,23
Capacidad de carga	43,5

Esta extrapolación futura concluye que la participación del mercado 'spot' de GNL crecerá rápidamente en esta década y probablemente se estabilizará en el largo plazo (aproximadamente 2030) en un estado de equilibrio que supera la participación actual del mercado 'spot'.

Antes de simular este problema, es necesario calibrar el modelo y estimar algunos parámetros, como se describe a continuación.

5.3. Datos y supuestos del modelo

La Tabla 7 muestra los supuestos del modelo. Algunos de ellos se refieren al comportamiento de los inversionistas, y son factores no observables como lo el peso que se le da a las expectativas actuales y futuras; otros supuestos se refieren a los retardos de planeación y construcción, o los costos que son variables observables, pero cuyo valor es incierto. A todos estos se les efectúa un análisis de sensibilidad que se presenta en la Sección 5.4.10. Se tuvieron en cuenta algunas proyecciones de capacidad y demanda para ajustar los parámetros.

Tabla 7. Supuestos del modelo

Datos iniciales	
Capacidad inicial en construcción (UC_0)	58 MMtpy (International Energy Agency 2011)
Capacidad en operación inicial (IC_0)	271,3 MMtpy (International Energy Agency 2011)
Supuestos	
Retardo de construcción	4 años
Retardo de planeación	2 años
Vida útil de una planta (n)	40 años
Tamaño de los trenes	5 MMtpy
Rentabilidad referencia(R_0)	8% (Yahoo! Finance)
Costos de capital	USD 300.000.000/MMtpy (Rüster & Neumann 2006b)
Tasa de descuento (i)	14,43% (Yahoo! Finance)
Costos de capital anualizados unitarios (C_K)	USD0,9/MMBTU
Costos de exploración y producción	USD 0,75/MMbtu (Engelen & Dullaert 2010)
Costos de licuefacción	USD 0,85/MMbtu (Engelen & Dullaert 2010)
Porcentaje del precio de mercado que se paga al productor (z)	60%
Factor de adición de capacidad (g)	0,1
Utilización mínima de una planta (U_{Min})	70%
Utilización máxima de una planta (U_{min})	90%
Impuestos (α)	35%
Precio de referencia del productor (P_0^*)	USD 2/MMbtu

Otros parámetros se estiman a partir de la calibración. Estos son: peso del estado actual del mercado en las expectativas (a_0), parámetros de la función de máxima capacidad de construcción (b_0 y b_1), los parámetros de la función de ajuste de inversión (u y m) y el parámetro de la función de utilización w_{Max} .

A continuación se presenta la validación del modelo. Esta incluye ciertas pruebas necesarias para asegurar el funcionamiento correcto del modelo y la validez de los resultados y conclusiones que se puedan obtener de éste.

5.4. Validación

Para la validación del modelo se utilizarán las pruebas planteadas por Sterman (2000). Estas son:

5.4.1. Límites adecuados y validación de estructura

Estas pruebas valoran qué tan adecuados resultan los límites del modelo para el propósito que éste siga. El primer paso es establecer los límites del modelo. Al hacer una revisión exhaustiva de las ecuaciones se llega a la conclusión que éstas concuerdan con el diagrama causal. De igual forma, los ciclos en los que se sustenta la hipótesis dinámica están representados en el diagrama de flujos y niveles y en ningún momento se omitió alguna estructura al momento de escribir el modelo en Powersim.

A partir de la literatura revisada, se considera que el modelo contiene todas las estructuras que determinan la inversión en la industria de GNL. De las variables exógenas, la más relevante a la hora de revisar es el precio, pero la suposición de que sea exógena resulta correcta si se tiene en cuenta que el mercado de GNL se comporta como un 'tomador' de precio ('Price taker') y no como un 'formador' de precio ('Price maker'), debido a que éste está fuertemente correlacionado con los precios de otros sustitutos (Vermeire 2009). Entonces, es adecuada la suposición pues los sustitutos pertenecen a otras industrias, que no son modelar en el modelo propuesto.

En cuanto a los costos, los de exploración y extracción podrían considerarse variables en el tiempo ya a que a medida que se extrae más gas, la dificultad para extraerlo aumenta. Así, estos costos están inversamente relacionados con el nivel de reservas, pero debido a que esta es una industria que cubre los déficits que dejan los mercados regionales de GN, no se ha logrado cuantificar que porcentaje de las reservas de GN se van a destinar a licuefacción. De igual forma, las características de los pozos que se dedican a GNL, tales como ubicación (cerca de la costa) y tamaño (deben durar por lo menos 40 años y tener una cantidad disponible para producir al menos 5 MMtpy), dificultan aun más la cuantificación de las reservas de GN que se van a dedicar a la producción de GNL. Por lo

tanto, se consideran los costos de extracción fijos en vez de hacerlos dependientes del nivel de reservas.

El modelo cumple con las leyes físicas de conservación de la materia. Así, los flujos de entrada y salida siempre son positivos y en ningún caso se presenta, por ejemplo, que la entrada de capacidad sea negativa. Esto significaría que la capacidad en operación se disminuye por efecto de la obsolescencia y para esto se tiene una variable. A su vez, las variables de nivel y la producción de GNL nunca son negativas.

5.4.2. Consistencia dimensional

Todas las ecuaciones del modelo son consistentes dimensionalmente. Esto se comprueba con el uso de la herramienta de análisis dimensional de Powersim.

5.4.3. Validación de parámetros

Todos los parámetros tienen significado en la realidad. Algunos de ellos son tangibles como los costos, otros de ellos se utilizan para modelar el comportamiento de los inversionistas. Estos últimos son: los parámetros del ajuste de inversión, que determinan la sensibilidad de los inversionistas frente a la percepción del mercado a la hora de tomar decisiones; los parámetros del factor de expectativas, que hacen parte de un heurístico en el que los inversionistas definen si centrar sus expectativas en las condiciones actuales o las futuras; y los parámetros de la participación del mercado, que describen la forma en que crece el mercado spot y el límite de su crecimiento.

Los parámetros de la función de costos marginales de producción (n , w , v) se utilizan para expresar por medio de una función asintótica las restricciones de capacidad, suavizando lo que sería una función discontinua para los costos, donde el costo de producir una cantidad mayor a la capacidad disponible sería infinito.

Por su parte, la capacidad máxima en construcción es un parámetro que sirve de referencia para enviar una señal sobre la acumulación de proyectos en construcción, que eventualmente entrarán a competir en el mercado y por lo tanto, podrían amenazar las pretensiones del resto de inversionistas. Más que una restricción tangible de mano de obra calificada o materiales para la construcción, es una referencia para los inversionistas.

Dada la dificultad de estimar varios de estos parámetros por medio de herramientas estadísticas, se estimarán por medio de la calibración del modelo. Esto se debe a que no tenemos suficientes datos y los ajustes con los datos que teníamos no pasaron las pruebas de significancia estadística. En la Sección 5.4.6 se detalla este procedimiento. En cuanto a los precios, las proyecciones de estos se realizaron por medio de regresiones lineales. En el caso del precio de EEUU, éste depende del precio del Henry Hub; y en el caso del precio del GNL de Japón, éste depende del precio del petróleo. El procedimiento empleado, las estimaciones y las pruebas de validación de estos se muestran en la Sección 8.3.

5.4.4. Condiciones extremas

Los modelos deben ser robustos en condiciones extremas. La robustez bajo condiciones extremas significa que el modelo debe comportarse de una forma realista sin importar que tan extremas sean las entradas o las políticas que en este se simulan. Este test es una prueba crítica debido a que mide hasta qué punto los modelos capturan ciertas realidades subyacentes y restricciones que afectan el comportamiento fuera de las condiciones observadas en el pasado.

Esta prueba se puede realizar de dos formas: por inspección directa de las ecuaciones o por simulación. La revisión de las ecuaciones se realizó, pero además de esto se presentan algunas pruebas como ¿Qué pasaría si súbitamente el precio que reciben los productores de GNL cae por debajo de los USD 2/MMbtu? Según la Figura 13, la capacidad declinaría y la producción sería nula. Esto es correcto si se tiene en cuenta que dada la estructura de costos de la industria, no es rentable producir. Esto ocasiona que no haya ganancias y por lo tanto no haya un incentivo por invertir, haciendo que la capacidad instalada decrezca debido al efecto de la obsolescencia.

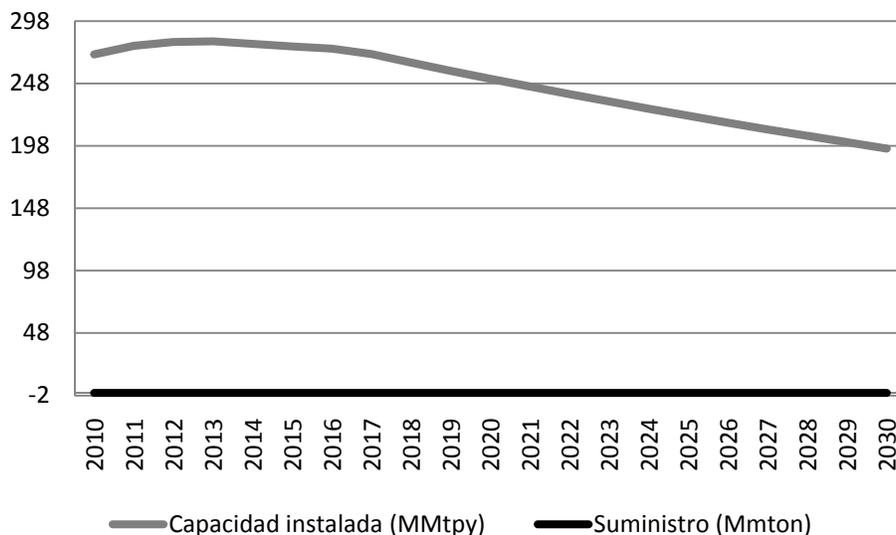


Figura 13. Capacidad de licuefacción y suministro de GNL con un precio de USD2/MMbtu.

Cuando sucede lo contrario (escenario de precio del GNL en USD 20/MMbtu), el cambio en suministro y capacidad es menos drástico debido a que con los precios del escenario base, la utilización de capacidad está en el 90% todo el tiempo. Con un precio tan alto, la utilización también llega a su máximo (90%) desde el inicio de la simulación. A 2030, la capacidad es 26 MMtpy mayor que el escenario base debido a las mayores ganancias y por lo tanto a la mayor inversión. Aunque la rentabilidad aumente ostensiblemente, en el ajuste de las inversiones tiene un mayor peso el stock de proyectos en construcción, por lo que el ajuste no logra ser mayor.

Además de estas, se realizaron otras pruebas de condiciones extremas como cambios en los pesos del factor de expectativas y el modelo responde adecuadamente. Pese a esto, no se puede asegurar que el modelo responda correctamente bajo un choque externo de la economía, como una recesión, pues el modelo no incluye variables de la economía global como crecimiento en el PIB.

5.4.5. Error de integración

La simulación base se hizo con el método de integración Euler. Al cambiar el método a Runge-Kutta de orden 4, no hay cambios significativos en los resultados: la desviación de los resultados de la variable de estado “capacidad instalada” y de la variable “suministro” nunca es mayor de 0,4%.

5.4.6. Reproducción del comportamiento

Existen varias herramientas disponibles para medir la habilidad de un modelo de reproducir el comportamiento de un sistema. Las más comunes son estadísticas descriptivas que miden el ajuste punto a punto.

Antes de presentar las estadísticas, el modelo se somete a una calibración de algunos parámetros que no son observables ni se tiene información sobre estos. Estos son: pesos del estado actual del mercado en las expectativas (a_0), parámetros de la función de máxima capacidad de construcción (b_0 y b_1), los parámetros de la función de ajuste de inversión (u y m) y el parámetro de la función de utilización w_{\max} . Para la calibración se supone un tamaño de tren de 3 MMtpy debido a que este era el tamaño promedio durante el período del que se tiene histórico.

La calibración se lleva a cabo minimizando el error cuadrático medio entre la capacidad instalada histórica y la simulada. La información histórica es anual y corresponde al período 1993-2010. El anexo 8.2 muestra los datos de la información histórica. Se utilizó la herramienta de optimización de Powersim Studio 7 para resolver el siguiente problema de minimización.

$$\begin{aligned}
 & \text{Minimizar} \\
 & MSE = \frac{1}{n} \sum_t (IC_t - HistCapacity_t)^2 \quad (18) \\
 & \text{Sujeto a} \\
 & a_0, b_0, b_1, m, u, w_{\max} > 0
 \end{aligned}$$

Donde $n=18$, el número de datos. Los resultados de la calibración se presentan en la Tabla 8.

Tabla 8. Resultados de la calibración de parámetros.

a_0	0,91
b_0	59,7 MMtpy
b_1	2,71 MMtpy/yr
m	19,1
u	5,28
w_{\max}	2,1
MSE	335,9 MMtpy

A partir de estos parámetros y los supuestos presentados en la Sección 5.3 se logra el siguiente ajuste del modelo a los datos históricos.

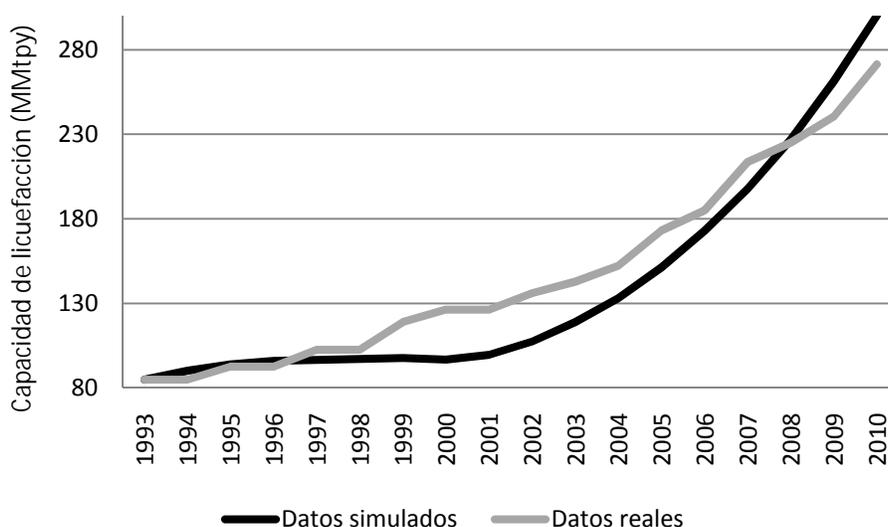


Figura 14. Reproducción del comportamiento histórico de la capacidad de licuefacción por parte del modelo.

Los resultados de las pruebas estadísticas realizadas al ajuste se presentan en la Tabla 9. La medida más usada es el R^2 , el coeficiente de determinación. El R^2 mide la fracción de la variación en los datos explicada por el modelo. En este caso, el modelo logra explicar el 94,2% de la variación de los datos.

El error absoluto medio (MAE), el error porcentual absoluto medio (MAPE), el error absoluto medio como porcentaje de la media (MAE/Mean) y la raíz del error cuadrático medio (RMSE) proveen medidas del error promedio entre la serie simulada y la histórica.

MAE mide todos los errores linealmente; RMSE le da un peso a los errores grandes mucho mayor que a los pequeños. Ambos miden en este caso el error en MMtpy. La diferencia entre ambos estadísticos se explica debido a la variación en las diferencias entre datos históricos y simulados. Por su parte, MAPE y MAE/Mean son bastante similares debido a la ausencia de puntos cercanos a cero. Ambos indican que los resultados del modelo se alejan en un 10% de los resultados históricos.

Tabla 9. Estadísticos del ajuste del modelo.

R^2	94,2%
MAE	15,09 MMtpy
MAPE	10,1%
MAE/MEAN	10,2%
MSE	335,9 MMtpy
RMSE	18,32 MMtpy
U^M	20,29%
U^S	17,38%
U^C	62,32%

Es importante conocer las fuentes del error así como el tamaño total de éste (MSE). Diversos estadísticos permiten descomponer ese error en componentes sistemáticos y no sistemáticos. Las medidas de Theil permiten hacerlo en tres componentes: error sistemático (U^M), varianza (U^S) y covarianza (U^C). Cuando el error está concentrado principalmente en la covarianza como es el caso (62,32%), se puede decir que el modelo captura la tendencia de los datos correctamente, desviándose de los datos históricos solo punto por punto. Este se debe principalmente a que el ruido o ciertos modos cíclicos no son capturados por el modelo.

Según Sterman (2000) un modelo no debe ser descartado por fallar en reproducir las componentes aleatorias de los datos. Idealmente, el error debe ser no sistemático y estar concentrado en U^C , tal como sucede con el modelo. Las otras componentes, el error sistemático y el de varianza, se deben principalmente a problemas en la estimación de parámetros y a problemas en la tendencia, respectivamente.

Del anterior análisis estadístico se puede concluir que el modelo reproduce adecuadamente los datos históricos. Además de esta validación, se corre el modelo para comparar sus resultados con las estimaciones de ciertos autores y empresas. Tras una inspección visual de los resultados, se observa que estos difieren en gran medida de lo estimado por las fuentes de la Tabla 10. Esto se debe a que la industria ha madurado. Esta

es una industria que inició en 1964, por lo que se podría hablar de una industria 'joven'. Esas primeras adiciones de capacidad son significativas, por lo que su efecto duradero hacía que fueran poco frecuentes (durante varios años la entrada de capacidad hizo que la capacidad total más que se doblara). En los 1990s incluso pasaron 5 años sin entrada de capacidad y recién desde 2002 ha entrado capacidad nueva año tras año.

Esto evidencia que era una industria en crecimiento que se ha ido estabilizando, pero no lo ha logrado plenamente. Suponer que el peso que los inversionistas le seguirán dando casi todo el peso de sus decisiones a la rentabilidad no es adecuado. La industria está mostrando unos signos de estabilización en las inversiones y diversificación de los productores, por lo se puede suponer que los criterios en la toma de decisiones han variado. No es lo mismo entrar al mercado en 2012 que hay 19 países exportadores que lo que era entrar en 1993 cuando los productores eran 8.

Entonces es lógico que ahora los inversionistas den un mayor peso a sus expectativas futuras basados en los proyectos que están en construcción y con los cuales competirían en el futuro. Por esto, para la simulación se considera que $a_0 = 0,32$, por lo que el peso de los proyectos en construcción a la hora de formar sus expectativas pasa a ser $a_1 = 0,68$. Este cambio acerca los resultados a los pronósticos que se han hecho sobre la industria como los muestra la Tabla 10.

Tabla 10. Comparación entre estimaciones de diversas fuentes y resultados del modelo.

Fuente	Estimación	Resultado del modelo	Desviación
Vermeire (2009)	Capacidad entre 500 MMtpy (escenario bajo) y 8000 MMton (escenario alto) en 2030	574	En el rango
Poyry (2010)	Capacidad en 469 MMtpy en 2025	490	-4,47%
Global Insight (2007)	Demanda en 435 MMton en 2025	441	-1,38%
BP (2011a)	Demanda en 517 MMton en 2030	516	0,19%

5.4.7. Anomalías del comportamiento

Las limitaciones de datos usualmente llevan a que no sea posible establecer la importancia de relaciones o planteamientos clave usando medios estadísticos. Las pruebas de anomalías del comportamiento examinan la importancia de esas estructuras revisando si surgen comportamientos anómalos cuando la relación es eliminada o modificada. El comportamiento anómalo generado por la eliminación de una relación evidencia su importancia.

Para realizar esta prueba se eliminaron varias relaciones del modelo. Cuando se elimina la retroalimentación de los proyectos en construcción y se deja que el ajuste de inversión dependa únicamente de la rentabilidad del mercado, entonces el resultado es una sobreconstrucción. Se llega a una capacidad instalada de 3.443 MMtpy en 2030, mientras sin su eliminación, la capacidad para ese año alcanza 574 MMtpy.

El resultado muestra la importancia estratégica que tiene la consideración de los proyectos al momento de tomar decisiones de inversión. Sin esta relación, se estaría considerando que los inversionistas son totalmente miopes frente a los proyectos que entrarán en los próximos años, lo cual no es realista. Menos si no se tiene certidumbre sobre la demanda. A nivel de la simulación, esta relación genera un ciclo de balance que compensa el “sentimiento de mercado” generado por la alta rentabilidad, lo cual lo hace totalmente necesario para contrarrestar el comportamiento de manada.

De forma similar, cuando se anula la relación entre el factor de rentabilidad y el de expectativas, la capacidad a 2030 termina en 254 MMtpy, debido a que se deja de invertir en nueva capacidad. Esta es una relación que determina que haya nuevas inversiones, por lo cual es totalmente necesaria. Su eliminación indica que nadie ve en el mercado una opción de negocio.

5.4.8. Miembro de familia

No se realiza esta prueba pues implica ajustar el modelo para otra industria. Esto se deja para un trabajo futuro de extensión del modelo a otras industrias de capital, específicamente.

5.4.9. Comportamiento sorpresivo

Las discrepancias entre el comportamiento del modelo y las expectativas indican que hay ciertos fallos en el modelo formal, el modelo mental, o ambos. Usualmente, las discrepancias entre el resultado del modelo y el entendimiento de la dinámica del sistema indican defectos en el modelo formal. Ocasionalmente, sin embargo, son los modelos mentales los que requieren revisión. El test de comportamiento sorpresivo se pasa cuando el modelo genera cierto comportamiento, previamente no reconocido y esto ocurre en el sistema real.

Hay un comportamiento en la industria de GNL que llama la atención por lo menos. Es la entrada de capacidad cuando el precio baja. Esto logra ser generado por el modelo y tiene su explicación en que es una industria con una gran incertidumbre en los tiempos de terminación y entrada a operación, por lo que la entrada de capacidad obedece a decisiones anteriores y no actuales.

5.4.10. Análisis de sensibilidad

Debido a que “todos los modelos están mal” como lo plantea Sterman (2002), se debe probar la robustez de las conclusiones frente a la incertidumbre en los supuestos. El análisis de sensibilidad cuestiona si las conclusiones cambian de manera importante para el propósito del trabajo cuando los supuestos se varían en un rango de incertidumbre. Existen tres tipos de sensibilidad:

- Numérica: existe cuando un cambio en los supuestos cambia los valores numéricos de los resultados. Todos los modelos presentan una sensibilidad numérica.
- Modo de comportamiento: existe cuando un cambio en los supuestos cambia los patrones de comportamiento generados en el modelo. Por ejemplo, si el cambio en un supuesto cambia el comportamiento de crecimiento en S a ‘overshoot’ y colapso, se habla de una sensibilidad al modo de comportamiento.
- Políticas: existe cuando un cambio en los supuestos reversa los impactos o lo deseado de una política propuesta.

A continuación se realiza el análisis de sensibilidad para todos los supuestos del modelo. La Tabla 11 muestra las distribuciones de probabilidad utilizadas para cada supuesto en el análisis de sensibilidad. En los casos en que no se tenía conocimiento sobre la posible distribución de la variables o al menos el rango en que se encuentra, se supuso una distribución de probabilidad normal con media equivalente al valor del parámetro y desviación estándar igual al 10% de la media.

En los otros casos se utilizaron distribuciones uniforme o triangular. Por ejemplo, para el caso de los costos de exploración y producción, y licuefacción, se tiene el rango en el que oscilan según Engelen & Dullaert (2010), por lo que se utiliza una distribución uniforme con esos datos. Solamente se utiliza una distribución triangular para el caso de los impuestos, debido a que estos están entre el 30% y 40%, pero el más común es 35% (Olaya 2006).

Tabla 11. Distribuciones de probabilidad empleadas para el análisis de sensibilidad.

Supuesto	Valor actual	Distribución de probabilidad	Parámetros distribución de probabilidad
% del precio que se paga al productor (P_t^*)	0,60	Uniforme	Límite inferior = 0,5 Límite superior = 0,7
Peso de la rentabilidad en el factor de expectativas (a_0)	0,32	Normal	Media = 0,32 Desv std = 0,032

Valor inicial de máxima capacidad en construcción (b_0)	105,7	Normal	Media = 105,7 Desv std = 10,57
Incremento anual (pendiente) de máxima capacidad en construcción (b_1)	2,71	Normal	Media = 2,71 Desv std = 0,29
Costos de exploración y producción	0,75	Uniforme	Límite inferior = 0,5 Límite superior = 1
Costos de licuefacción	0,85	Uniforme	Límite inferior = 0,8 Límite superior = 1,2
Factor de adición de capacidad (g)	0,1	Normal	Media = 0,1 Desv std = 0,01
Tasa de crecimiento función de ajuste de inversión (m)	19,1	Normal	Media = 19,1 Desv std = 1,91
Utilización máxima (U_{Max})	0,9	Uniforme	Límite inferior = 0,85 Límite superior = 0,95
Utilización mínima (U_{Min})	0,7	Uniforme	Límite inferior = 0,65 Límite superior = 0,85
Margen neto de referencia (R_0)	0,08	Normal	Media = 0,08 Desv std = 0,008
Impuestos (α)	0,35	Triangular	Límite inferior = 0,3 Moda = 0,35 Límite superior = 0,4
Máximo ajuste de inversión (u)	5,28	Normal	Media = 5,28 Desv std = 0,53
Parámetro de la función de utilización w_{Max}	2,1	Normal	Media = 2,1 Desv std = 0,21
Precio esperado por los productores (P_t^*)	2	Normal	Media = 2 Desv std = 0,2

Los resultados indican que la variable capacidad instalada es principalmente sensible a las variables: peso de la rentabilidad en el factor de expectativas (a_0), intercepto de la

función de capacidad de construcción (b_0) y utilización máxima (U_{Max}). El suministro es sensible a los mismos factores. La Figura 15 muestra la variación y los resultados para cuatro percentiles diferentes del análisis de sensibilidad hecho para el peso de la rentabilidad en el factor de expectativas (a_0). Dado que el peso de la capacidad en construcción en el factor de expectativas es complementario (suman 1), se supone que tendrían el mismo efecto. Se observa que el rango del 80% de los datos en 2030 es de más de 100 MMtpy.

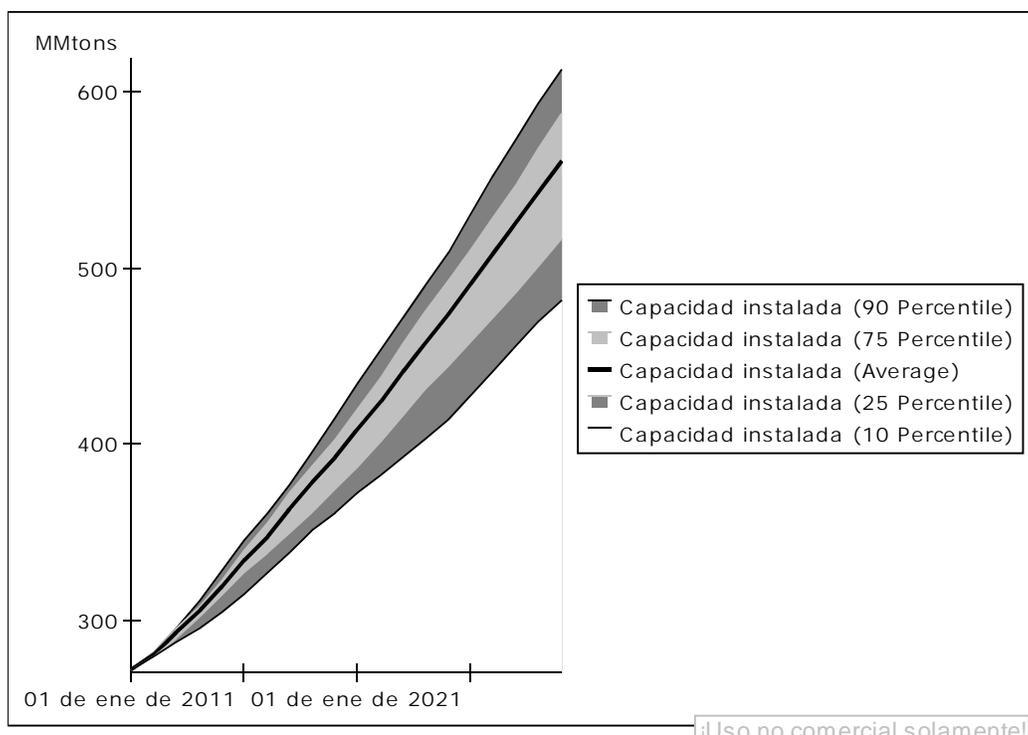


Figura 15. Resultados análisis de sensibilidad: la capacidad instalada es principalmente sensible a los cambios en el peso de la rentabilidad en el factor de expectativas.

En cuanto a la sensibilidad del modelo al método de integración, se concluyó en la Sección 5.4.5 que éste no tenía un efecto significativo en los resultados principales (capacidad instalada y suministro). Cuando se aumenta el ‘timestep’ de 90 da a 360 da (1 yr), la máxima desviación de los resultados respecto a los del escenario base es un 1,94% para la capacidad instalada y el suministro. Por lo tanto, el modelo no es sensible a los cambios en el peso.

También se evaluó la sensibilidad al tamaño de los trenes. La suposición es que los proyectos que se planean y posteriormente inician operaciones lo hace en unidades con una capacidad nominal de producción de 5 MMtpy. Este es un tamaño promedio que se maneja en la industria por lo que se corrió el modelo con adiciones de capacidad con un tamaño mínimo (1 MMtpy) y con el máximo tamaño que existe actualmente (7,8 MMtpy).

Cuando el tamaño mínimo es 1 MMtpy se suaviza la entrada de capacidad y cuando es de 7,8 MMtpy, se aumentan las fluctuaciones de esta variable, aunque los resultados

agregados no presentan cambios significativos. Para ambos casos, la producción y la capacidad instalada no se desviaron más de 2,1% de los resultados base. Entonces, el modelo no es sensible a los cambios del tamaño de los trenes.

De igual forma se puede concluir que el tamaño discreto de las unidades de producción no supone un problema para las decisiones agregadas de la industria, aunque podría serlo para las decisiones individuales. Pese a esto, la capacidad instalada en 2030 fue mayor para el caso de 7,8 MMtpy al de 1 MMtpy, lo que comprueba que el mayor tamaño de las unidades de producción lleva a una sobreconstrucción –aunque leve- que evidencia el impacto de la naturaleza discreta de las inversiones en una industria.

Por último, se concluye que el modelo presenta una sensibilidad numérica a ciertos parámetros que ya fueron mencionados, pero no presenta una sensibilidad en el modo de comportamiento.

5.4.11. Mejoramiento del sistema

La última meta de la modelación es resolver un problema. El test de mejoramiento del sistema evalúa si el proceso de modelamiento ayudó a mejorar el sistema. Debido a que este trabajo se enfoca en entender la dinámica y no hacer un modelo corporativo que ayudara a resolver un problema sobre la expansión de capacidad, no se realiza esta prueba.

6. Resultados

Después de haber validado el modelo (ver Sección 5.4), en esta sección se presentan los resultados de la simulación. Estos se analizan a la luz de las características de la industria presentadas en la sección 4 y de la revisión de literatura presentada en las secciones 2 y 3.

La dinámica de sistemas permite modelar diversos escenarios que permiten observar el comportamiento del sistema bajo diferentes supuestos y condiciones. A continuación se presentan el escenario base y varios escenarios de precios: escenario de precios altos y bajos del petróleo y volatilidad en el precio del GNL. También se presenta un escenario de costos altos, teniendo en cuenta el aumento de precios de materias primas, y un escenario donde los inversionistas varían su comportamiento cuando forman sus expectativas respecto a una inversión.

Los primeros tres escenarios analizados se basan en diferentes comportamientos del precio debido a que éste es el principal 'insumo' del modelo. También, como se ha explicado, éste depende de los sustitutos, por lo cual el mercado del GNL es vulnerable a las variaciones de otros mercados que hacen imprescindible analizar cómo responde esta industria ante dichas variaciones.

6.1. Escenario base

Para finales de 2010 la capacidad en construcción era 58 MMtpy y la capacidad instalada, 271,3 MMtpy (International Energy Agency 2011). Usando los parámetros calibrados y los supuestos, se simula la capacidad futura de licuefacción entre 2011 y 2030. Como se muestra en la Figura 16, la capacidad de licuefacción crece durante todo el tiempo de la simulación (2010 a 2030). En 2030 la capacidad alcanza los 574 MMtpy el suministro llega a los 516 MMtpy.

La utilización de capacidad durante toda la simulación fue del 90%. Éste valor es el máximo considerado para la simulación. Este resultado está directamente influenciado por los altos precios considerados en este escenario base. Estos precios dependen en gran medida del precio del petróleo, que según estimaciones de la (EIA 2011) estará por encima de USD 80/barril entre 2010 y 2035 para un escenario de referencia (ver Sección

8.3). Esto implica unos precios por encima de USD 8,5/MMbtu para el GNL en Japón (precios en USD2010).

Éste es el precio que se supone para las ventas de contrato, las cuales tienen una mayor participación en el mercado durante todo el período de simulación. Como se dijo anteriormente, el precio es un promedio ponderado entre el precio de importación de GNL de EEUU (dependiente del precio del Henry Hub) y el precio de importación de GNL en Japón (dependiente del precio del petróleo). Aunque se esperan caídas en el precio de EEUU, se espera que el precio del petróleo continúe creciendo y como resultado, que el precio del GNL también se incremente.

De esta forma, el precio promedio de mercado varía durante toda la simulación entre USD 7,44/MMbtu y USD 10,39/MMbtu, lo que implica que el precio pagado a los productores de GNL esté entre USD 4,46/MMbtu y USD 6,23/MMbtu (el 60% del precio promedio de mercado). Estos precios son mucho más altos que el precio de referencia (USD 2/MMbtu), por lo que los productores se ven incentivados a utilizar su capacidad al máximo.

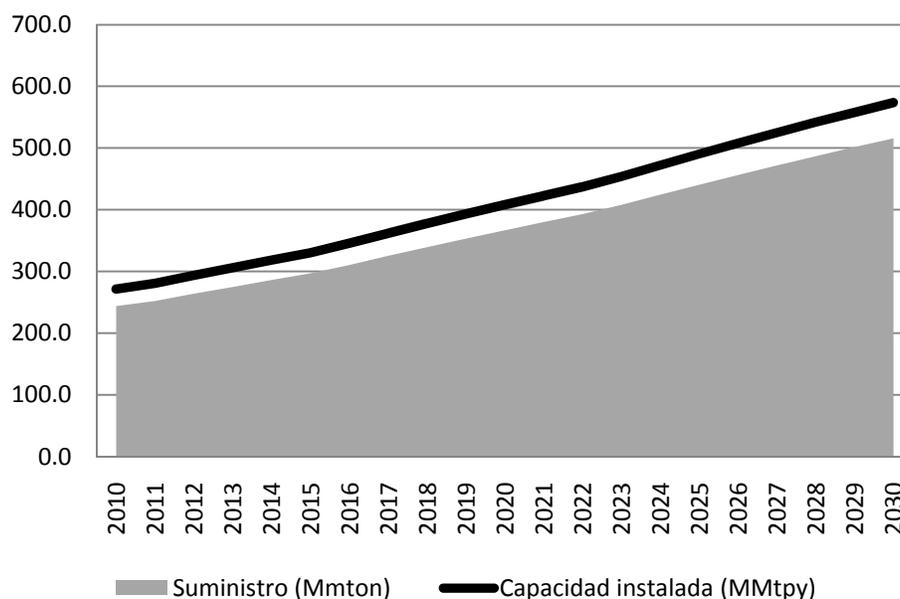


Figura 16. Resultados de la simulación: la capacidad instalada y el suministro crecen entre 2011 y 2030.

La capacidad que entra a operación entre 2011 y 2014 proviene de decisiones tomadas antes de 2010 (el modelo considera un nivel inicial de capacidad que se estaba construyendo a 2010). Cuando esas decisiones fueron tomadas, se esperaba que la demanda fuera mayor de la que en realidad es actualmente.

La entrada en operación de proyectos tiene una tendencia creciente: en 2011 entran 15 MMtpy y en 2030 alcanzan los 35 MMtpy. Es necesario recordar que la capacidad que inicia construcción y la capacidad que inicia operación son discretas y son múltiplos de 5, debido a que este es el tamaño que se considera para los trenes de licuefacción. La Figura

17 evidencia que la entrada neta de capacidad es positiva durante todo el período de la simulación, lo cual explica el crecimiento monótono de la capacidad instalada.

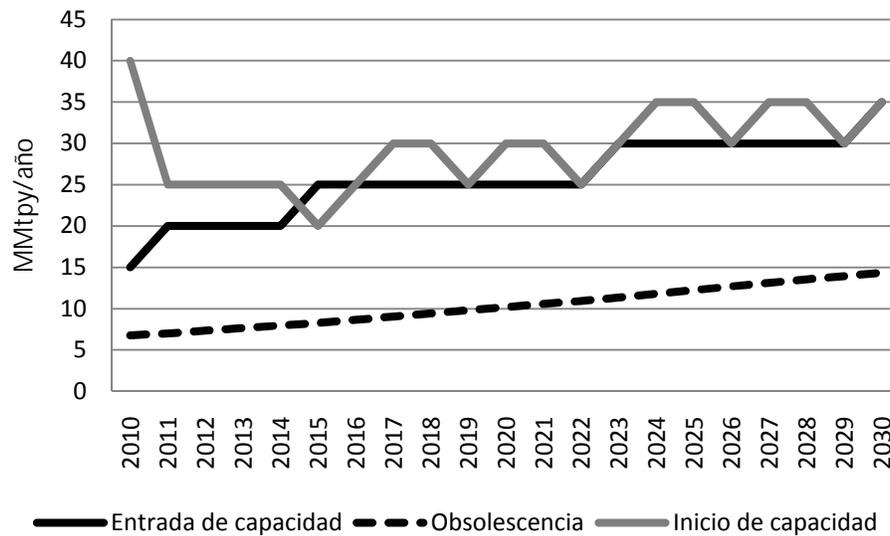


Figura 17. Resultados de la simulación: los proyectos que inician su construcción tienen un comportamiento inestable, mientras la entrada de capacidad nueva a operación y la obsolescencia tienen tendencias crecientes.

El comportamiento inestable de la iniciación de capacidad (proyectos que se empiezan a construir) se debe a la naturaleza discreta de las unidades de producción. Así, cuando se empiezan a construir, por ejemplo, proyectos con una capacidad equivalente a 25 MMtpy, la percepción de los inversionistas en el siguiente año es que hay “muchos” proyectos en construcción, por lo que regulan sus inversiones para el año siguiente. En algunas ocasiones la rentabilidad del mercado es tan alta que se puede mantener el inicio de proyectos en el mismo nivel por dos años consecutivos, pero al tercero esta tiene un impacto en la formación de expectativas de los inversionistas, por lo que estos terminan ajustando hacia abajo sus inversiones.

La variación del inicio de proyectos tiene su origen en la Figura 18. Hay que recordar que los inversionistas ajustan las inversiones dependiendo de sus expectativas. Estos forman sus expectativas a partir de sus percepciones de rentabilidad del mercado actual y futura. La rentabilidad futura es representada a partir de los proyectos en construcción, es decir, para los inversionistas los proyectos en construcción tienen un efecto negativo en la rentabilidad futura de sus potenciales proyectos por cuanto sus proyectos tendrán una mayor competencia al momento de iniciar operaciones.

Pese a esto, los precios y la rentabilidad resultante del mercado generan que durante toda la simulación el ajuste de las inversiones es siempre mayor a 1, es decir, siempre se inician proyectos con una capacidad mayor al 10% de la capacidad instalada actual. Es decir, el efecto de la rentabilidad (refuerzo) domina sobre el efecto de los proyectos en construcción (balance), aunque ese efecto va decreciendo durante la simulación (de forma endógena). En otras palabras, la alta rentabilidad del mercado hace desestimar a

los inversionistas la señal negativa que envían los proyectos en construcción, futura competencia de esos inversionistas. Esto tiene su fundamento en el ‘sentimiento de mercado’ que lleva a un comportamiento de manada.

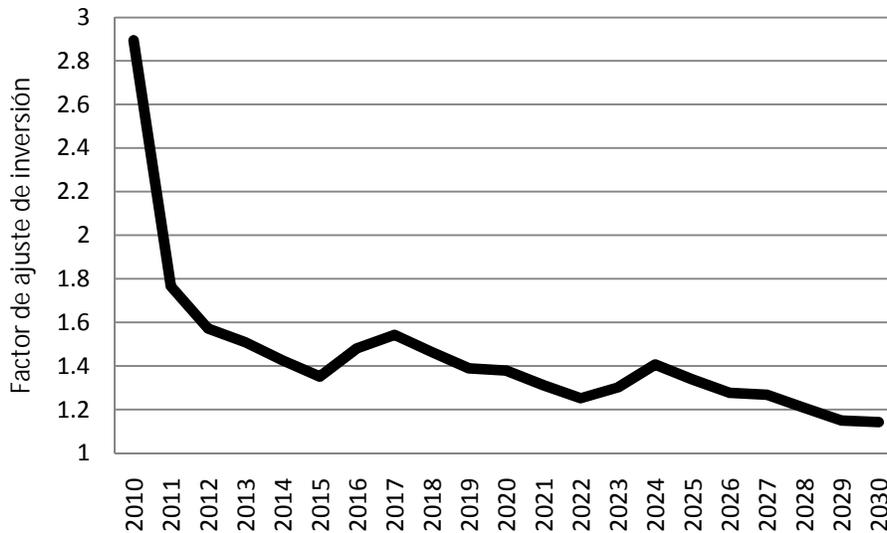


Figura 18. Resultados de la simulación: el ajuste de las inversiones presenta fluctuaciones y una tendencia decreciente, pero las inversiones siempre se ajustan en un factor superior a 1. El factor de ajuste de inversión es adimensional.

El incremento de proyectos en construcción tiene un efecto negativo sobre las expectativas y por lo tanto, sobre el ajuste de la inversión. Así, el inicio de proyectos tiende a decrecer el ajuste de inversión si el aumento del precio no logra compensar esa disminución en el factor de expectativas.

Como se vio en la Figura 17, la capacidad equivalente de los proyectos que inician construcción decrece entre 2011 y 2014 desde los 40 MMtpy hasta 20 MMtpy. Esto se explica debido a la tendencia decreciente del ajuste de inversión, que en esos años bajó de 2,89 a 1,14. El mayor ajuste se da en 2011, que es cuando el nivel de proyectos en construcción está en su menor nivel (ver Figura 19). Después de 2014, el inicio de proyectos fluctúa aunque mantiene una tendencia creciente debido al aumento de capacidad instalada. Es necesario recordar que la capacidad que se ajusta es el 10% de la capacidad instalada.

Aparte del máximo en 2011 hay otros dos picos que vale la pena mencionar: uno en 2018 y otro en 2025. Las disminuciones posteriores a esos años se deben a que el nivel de proyectos en construcción tuvo un aumento mayor al que había tenido hasta ese momento. En 2019 pasó de 92 MMtpy a 96MMtpy y en 2026 pasó de 110 MMtpy a 114 MMtpy.

La tendencia decreciente del ajuste de inversión tiene su razón en el aumento del nivel de proyectos en construcción. Matemáticamente se explica porque son más los proyectos que empiezan su construcción a los que entran en operación. Esto se debe a que los

retardos en la construcción son mayores que en la planeación, lo cual hace que se acumulen los proyectos en construcción. Cada año se invierte más, no sólo por el aumento de la capacidad instalada, sino porque la tendencia del precio es creciente y la rentabilidad aumenta durante la simulación. El mayor aumento del nivel de proyectos en construcción se da en el primer año debido a que durante este año se da el mayor ajuste en la inversión. Los proyectos en construcción inician en 58 MMtpy en 2010 y terminan en 130,5 MMtpy en 2030.

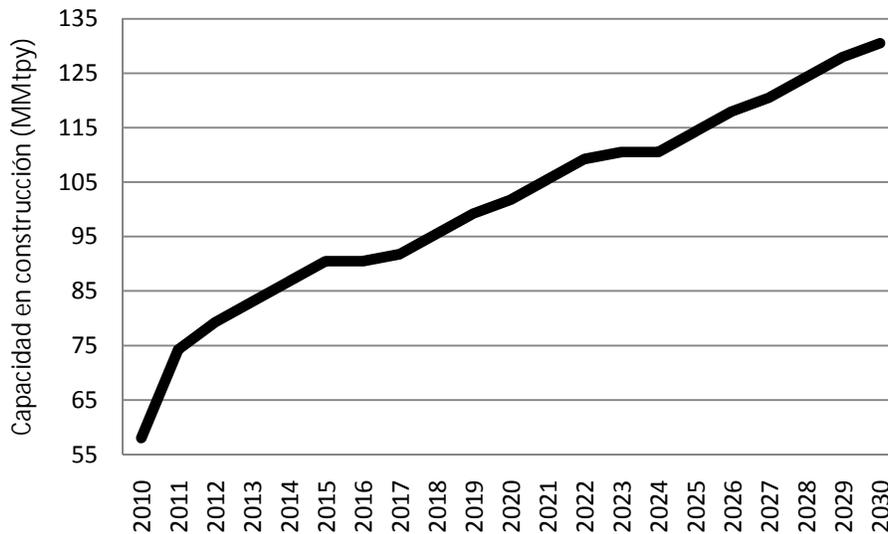


Figura 19. Resultados de la simulación: el nivel de proyectos en construcción tiene una tendencia creciente durante toda la simulación.

En conclusión, los altos precios y la alta utilización de capacidad se convierten en grandes utilidades, que generan una rentabilidad mayor a la de referencia (8%). El ajuste de las inversiones, que depende del ‘sentimiento de mercado’, sigue el comportamiento de los precios, pero a su vez está influenciado por los proyectos en construcción. El exceso de la capacidad de producción –actual y futura- desestimula la inversión pues incrementa la competencia en el mercado, lo cual disminuye la rentabilidad.

Como se explicó, el escenario de referencia considera unos precios que comparados con los precios históricos resultan altos. Es necesario entonces, revisar dos escenarios extremos: precios altos y precios bajos del petróleo. Estos escenarios se analizan en la siguiente sección.

6.2. Precios del petróleo

Como se ha mencionado, el precio del mercado se modela como un promedio entre el precio de las importaciones de GNL de EEUU (dependientes del precio del Henry Hub) y el de las importaciones de GNL de Japón, indexado al precio del crudo. Considerando que el precio del petróleo es volátil y depende de variables exógenas como asuntos geopolíticos y crecimiento económico, se estiman los precios del GNL importado por

Japón para los escenarios de precio del petróleo alto y bajo de la EIA (2011), tal como se muestra en la Figura 20.

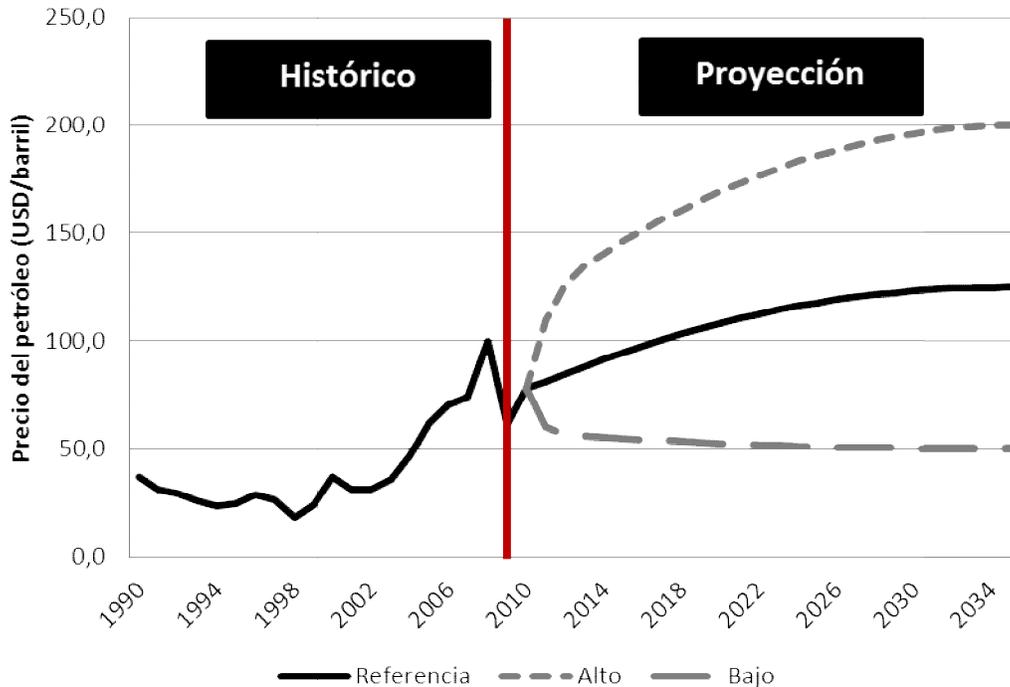


Figura 20. Precio del petróleo histórico y pronosticado para tres escenarios diferentes: bajo, referencia y alto (EIA 2011)

La Figura 21 muestra que la capacidad instalada en el escenario de precios altos del petróleo es similar a la capacidad construida en el escenario de referencia. La diferencia es mayor para el caso del escenario bajo.

En el escenario de referencia los altos precios del petróleo mantienen los precios del GNL altos, con lo cual se recuperan los costos (operativos y de capital) y el suministro total crece. El suministro de GNL decrece en un escenario de precios bajos del petróleo debido a que algunas plantas no encuentran rentable producir a los precios que se les está pagando. Debido a esto y a los precios bajos del GNL, las utilidades de la industria decrecen y como tal los incentivos para ingresar o ampliar la capacidad en la industria.

Las utilidades decrecen no solo por la disminución en los precios, sino por la menor utilización de la capacidad instalada que, en el caso del bajo, se sitúa en promedio en 84%. Inclusive en 2012 el suministro decrece desde 244 MMton a 238 MMton debido a la caída de los precios. Esto genera menos ingresos por menos ventas, y aunque los costos operativos también disminuyen en la misma proporción, los costos de capital permanecen fijos. Pese a esto, los precios siguen siendo lo suficientemente altos para que el margen neto de ganancias esté por encima del 8% (margen neto de referencia), específicamente oscilan entre el 12% y el 16%.

Los precios de los escenarios de referencia y alto llevan a suministros similares (en ambos se hace efectiva la máxima utilización de las plantas, el 90%). La similitud en los escenarios alto y de referencia se debe a que los precios en el escenario de referencia generan unos ajustes de inversión similares a los del escenario alto. Aunque la rentabilidad del escenario alto es mayor, la curva con forma de S suaviza el ajuste de la inversión en nuevos proyectos cuando esto sucede.

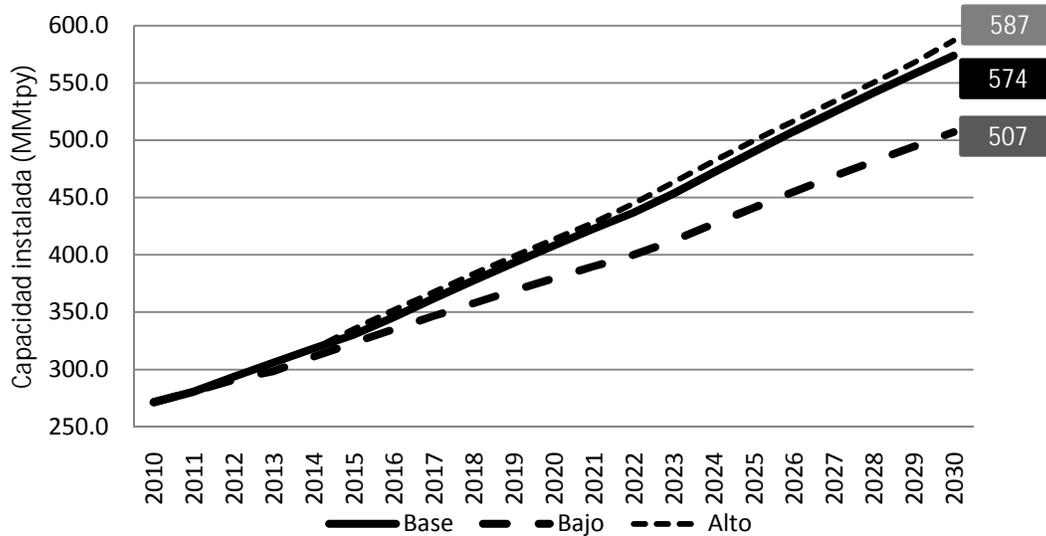


Figura 21. Resultados de la simulación: capacidad instalada bajo tres escenarios de precio del petróleo.

Incluso cuando el mercado está creciendo rápidamente (escenario alto), las inversiones no son proporcionales a la rentabilidad del mercado porque las firmas son conscientes de que invertir en exceso puede crear una burbuja que, eventualmente, explote.

El anterior análisis sirvió para descubrir que el modelo es poco sensible a los aumentos en los precios del escenario base. Aunque el escenario de precios bajos muestra un impacto significativo sobre la capacidad, la criticidad que representan los precios para la industria, hace necesario analizar un escenario de precios mucho más bajos.

Por esto, analizamos un escenario de precios muy bajos, como los que presenta actualmente el gas en EEUU, debido principalmente a la producción de 'shale gas'. Desde 2011, el precio del gas se ha ubicado alrededor de USD 5/MMbtu (precios reportados hasta febrero de 2012). Se espera que el precio de las importaciones de GNL en los EEUU siga bajando teniendo en cuenta la tendencia a la baja que presenta el Henry Hub que ha caído desde los USD 4,5/MMbtu en enero de 2011 a USD 1,95/MMbtu en abril de 2012 (EIA). La tendencia del Henry Hub es importante pues, como se ha mencionado, ambos precios están fuertemente correlacionados.

Debido a que el mercado de gas de EEUU es el más competitivo y que la tendencia del mercado mundial de GNL es a volverse más competitivo a medida que el mercado spot adquiere una mayor participación, se analiza un escenario de precio de mercado constante en USD 4/MMbtu (en USD 2010) para todo el horizonte de la simulación (2011-2030).

La Figura 22 muestra que en este escenario, la tendencia se revierte. A 2030 la capacidad instalada alcanza las 196 MMtpy y el suministro 194 MMton. Inicialmente la capacidad instalada crece por la entrada de plantas que estaban en construcción antes de 2011, es decir, obedecen a decisiones pasadas.

Además de esto, con el precio en USD 4/MMbtu (implica un precio pagado a los productores de USD 2,4/MMbtu), la utilización de capacidad durante toda la simulación es del 76,15%. Esto se debe a que la utilización de la capacidad depende directamente del precio y un precio de referencia, por lo que el resultado es una utilización constante durante toda la simulación. ¿Por qué se sigue produciendo en un mercado no rentable? Hay plantas que pueden producir bajo estos precios pues sus costos (operacionales) o de capital se los permiten. Pese a esto, el suministro decrece a medida que salen de operación muchas de estas plantas debido a su obsolescencia.

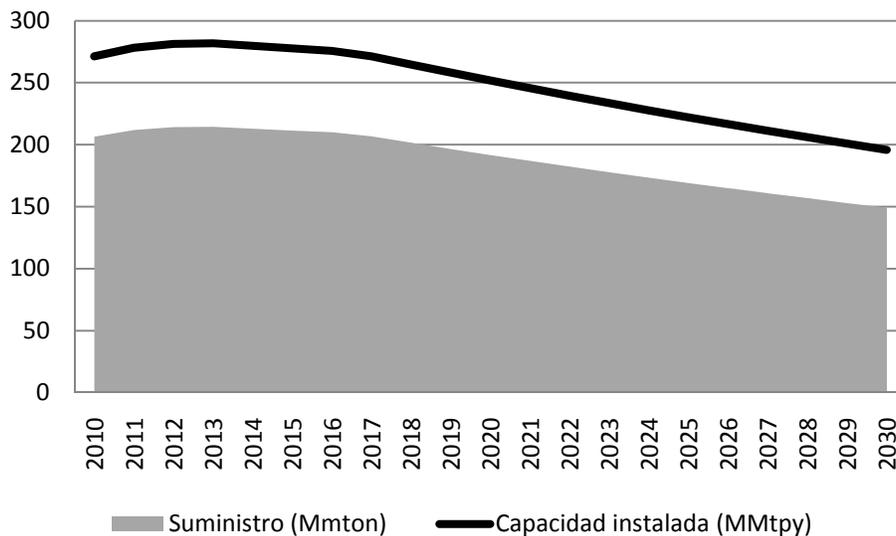


Figura 22. Resultados de la simulación: capacidad instalada y suministro considerando un precio constante de USD 4/MMbtu (en USD2010).

Los proyectos en construcción también presentan una tendencia decreciente, situándose en 10 MMtpy. Todo esto es efecto del precio, el cual hace que los ingresos se disminuyan y como tal la rentabilidad del mercado. El margen operacional y el margen neto de ganancias permanecen constantes en -16%⁸. Esto tiene un efecto sobre las intenciones de

⁸ El modelo supone que cuando las empresas tienen pérdidas operacionales, no pagan impuestos

los inversionistas, quienes observan que el mercado no es rentable, por lo que deciden cancelar sus inversiones, incluso, considerando que la competencia de un mercado con esos precios tan bajos es casi nula. A diferencia del escenario base, no hay entrada de capacidad después del 2018.

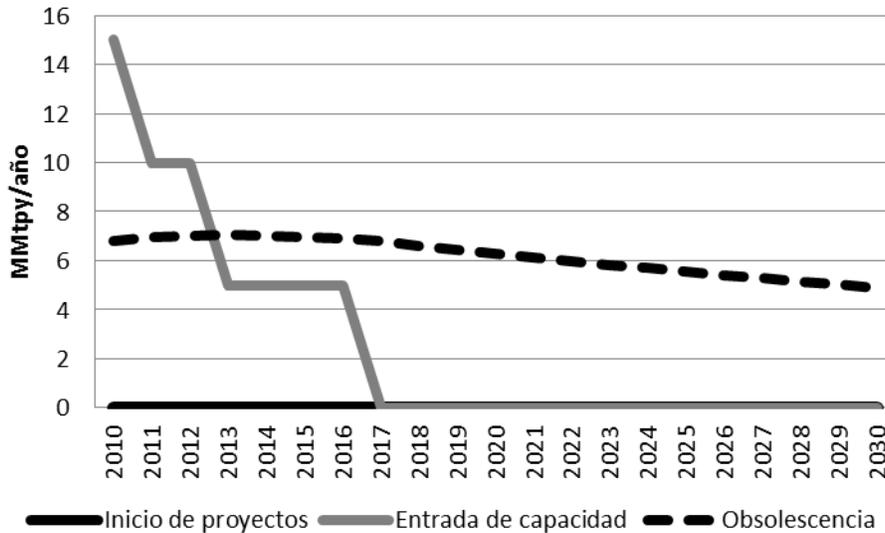


Figura 23. Resultados de la simulación: inicio de proyectos, entrada de capacidad a operación y obsolescencia considerando un precio constante de USD4/MMbtu (en USD2010).

Debido a que la tendencia bajo un escenario de USD 4/MMbtu es opuesta a la vista en el escenario base, un precio por encima de USD 4/MMbtu, podría ser un punto de quiebre para el crecimiento de la capacidad. La pregunta entonces es ¿Cuál es este precio?

La Figura 24 responde a esta pregunta, comparando corridas sucesivas aumentando el precio desde USD 4/MMbtu. Cuando el precio es USD 4,7/MMbtu (se pagan USD 2,82/MMbtu a los productores de GNL), la tendencia a desinstalar capacidad se revierte y se vuelve a construir capacidad de forma que el efecto neto sea un crecimiento de la capacidad instalada. La capacidad instalada crece hasta 2014 debido a la entrada de proyectos que estaban en construcción por decisiones previas; posteriormente decrece hasta 2019 debido al bajo nivel de proyectos en construcción; y termina con una tendencia creciente debido a las expectativas futuras respecto a la entrada de proyectos.

Aunque con un precio de USD 4,7/MMbtu el margen neto de ganancias es sólo 2%, las expectativas de los inversionistas crecen porque aumenta la capacidad de las constructoras de este tipo de proyectos. Esto envía una señal de baja competencia por los servicios de las empresas de ingeniería y construcción, lo cual quita presión a que éstas aumenten los precios. Así, a partir de 2019, son más los proyectos que entran en operación que los que salen de operación por obsolescencia (hay un crecimiento neto de la capacidad instalada).

Como se mencionó antes, los trenes modernos tienen por lo general capacidades grandes entre 5 y 7.8 millones de toneladas. Como estos trenes no son divisibles, es posible que el

crecimiento de la capacidad observado después de 2019 se dé porque los inversionistas no pueden añadir capacidad incrementalmente.

Para probar si este repunte en la capacidad instalada es, en efecto, el resultado del gran tamaño de los trenes, se corre el modelo con un precio de USD 4,7/MMbtu sin considerar los tamaños de los trenes, es decir, removiendo la restricción de que el inicio de proyectos y su entrada en operación tiene que hacerse en trenes con capacidad nominal de 5 MMtpy. Los resultados de la simulación muestran que el inicio de construcción y la entrada en operación de capacidad nueva se suavizan de una manera notable, pero la disminución inicial en la tasa de adiciones y el posterior aumento de las adiciones y la capacidad acumulada ocurren.

Al relajar el problema de esta forma, hay inversiones para reemplazar la obsolescencia de forma que la capacidad instalada se mantiene constante para luego empezar a tener crecimiento neto positivo a partir de 2019. A partir de este año, la entrada de proyectos presenta una tendencia creciente, por lo que la capacidad instalada cambia la concavidad. Lo más relevante de este escenario es descubrir que el tamaño de las inversiones tiene un impacto significativo en la estabilidad del sistema cuando el precio es bajo. También para este escenario, hay que añadir que las inversiones se ajustan más cuando no hay un tamaño determinado, pues cuando el tamaño es 5 MMtpy se presenta un exceso de construcción.

Por último, la Figura 24 muestra que para precios mayores a USD 4,7/MMbtu la capacidad presenta una tendencia creciente de forma monótona.

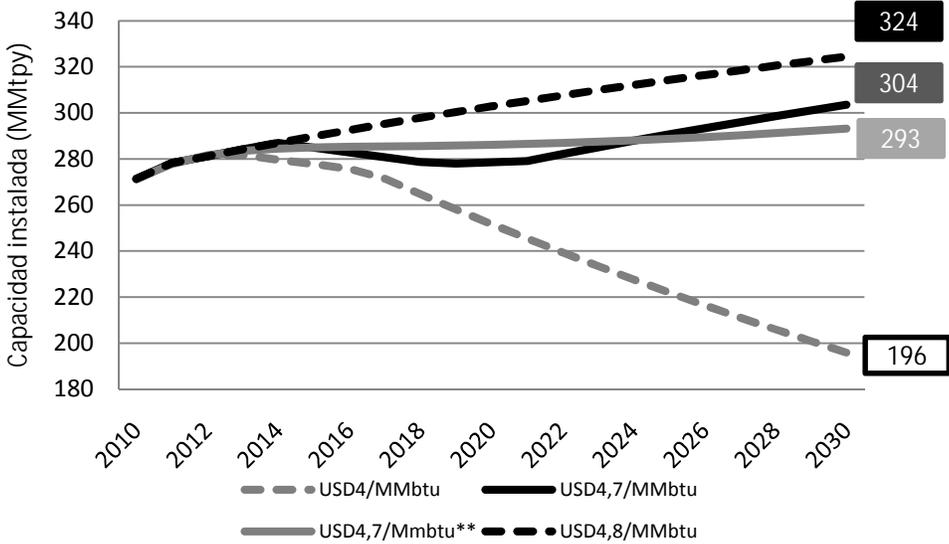


Figura 24. Resultados de la simulación bajo cuatro escenarios de precios bajos. El escenario “USD 4,7/MMbtu” no considera el tamaño fijo de los trenes de producción.**

Resulta poco creíble que los precios del petróleo permanezcan estables –en un nivel alto o bajo- debido a la evidencia histórica. Estos escenarios simplemente sirven para mostrar diferentes comportamientos bajo escenarios opuestos y extremos. Surge entonces la

pregunta: ¿Qué pasará en el sistema bajo un escenario de máxima volatilidad en los precios del GNL? A continuación se intenta responder esto.

6.3. Incertidumbre de precios

Debido a que el escenario de precios bajos del petróleo implica precios de GNL muy superiores a los que se han visto históricamente, la pregunta que surge es ¿Qué pasaría si continúa la volatilidad de los precios que se presentó entre los 1980s y los 2000?

Para responder esto, se modeló el sistema teniendo en cuenta volatilidad en los precios. Se ajustaron los precios históricos (en USD2010) de importación de GNL de Japón y EEUU. Con esto se considera en el modelo la incertidumbre sobre los precios inducida por el volatilidad del petróleo para el caso de Japón y el desarrollo del 'shale gas' en EEUU. En la Sección 8.3 se especifican las distribuciones ajustadas y sus parámetros.

Se hicieron 15 corridas, y como muestran los resultados en la Figura 25, la alta volatilidad de los precios afecta los ingresos, los rendimientos y el ajuste de dado por el "sentimiento de mercado". En este escenario, la capacidad instalada es menor que la del escenario determinístico base (la capacidad instalada promedio del escenario con volatilidad es menor un 26,3% que la del escenario base).

Durante la mayoría de los años el mercado permanece rentable porque las firmas siempre ajustan la producción a sus costos, lo cual les permite mantener sus márgenes de ganancias y la atractividad del mercado. En el 2030 la capacidad instalada promedio es de 423 MMtpy. Los resultados arrojados indican también que para ese año, la capacidad instalada oscila entre 361 MMtpy y 467 MMtpy.

En el caso del suministro hay variaciones más importantes. Esto lo comprueba el hecho que la utilización promedio fuera 81,03%. Este resultado es bastante realista, teniendo en cuenta que la utilización promedio entre 1993 y 2010 fue del 78,6%. El suministro resulta mucho más sensible, pues éste depende directa y únicamente del precio, y estos precios se basan en los precios históricos que ha presentado el mercado. En 2030, éste alcanza los 342MMton en promedio.

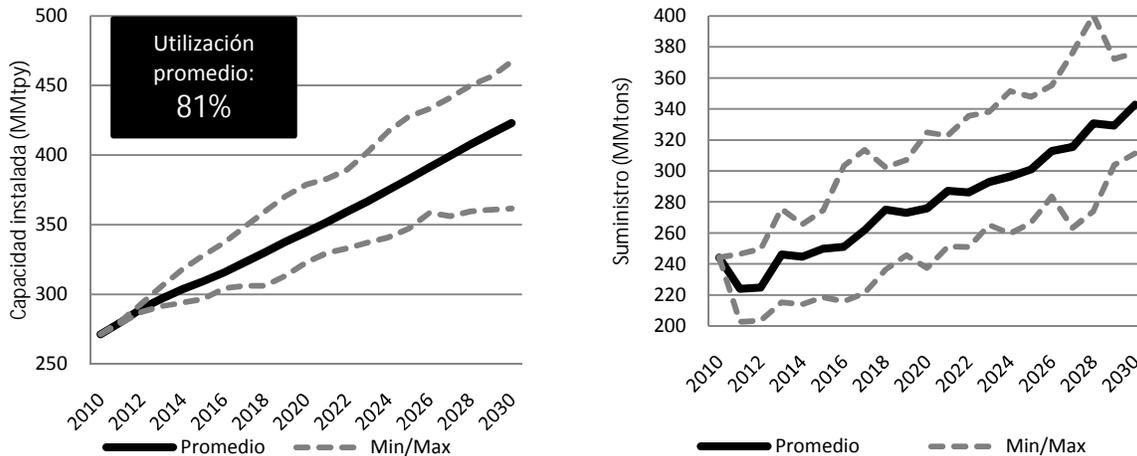


Figura 25. Resultados promedio de la capacidad instalada (izquierda) y suministro (derecha) en un escenario de precios aleatorios.

Este escenario evidencia que los jugadores ajustan sus inversiones de una forma correcta a los cambios de precio. El crecimiento de la capacidad se da sin los mismos sobresaltos del precio debido al suavizamiento que sufren las inversiones. También, los retardos de planeación y construcción permiten, sin importar las fluctuaciones de los proyectos en construcción, que estén entrando unos montos de capacidad más o menos constantes durante todo el horizonte de simulación. En definitiva, los inversionistas acomodan sus decisiones de producción e inversión a la volatilidad del mercado.

6.4. Escenario crítico: Precios bajos del petróleo y costos altos

Este escenario plantea el un escenario crítico para la industria de GNL. De darse un escenario de precios bajos del petróleo, los precios del GNL también caerían debido a la indexación de precios del GNL al crudo, especialmente en el mercado del Pacífico. Si además de esto, aumentarían los costos marginales de producción (costos de exploración, producción y licuefacción), el impacto en la industria sería aun mayor. Para la modelación se utiliza la proyección de precios bajos mencionada en la Sección 6.2.

Un escenario así no sólo disminuye las utilidades operacionales de la industria, sino que tiene un impacto directo sobre el suministro pues algunas plantas no podrán producir ante el aumento de sus costos marginales, porque el precio no es suficiente para cubrirlos. Esto se evidencia en el hecho que la utilización de capacidad baje desde el 84,02% al 82,66% cuando los costos marginales de producción aumentan un 30% y a 81,36% cuando aumentan un 50%.

Pese a esto se puede decir que aun con precios bajos, el suministro es poco sensible al aumento de los costos. Aunque los costos de licuefacción han presentado una disminución por cuestiones de aprendizaje y mejoras tecnológicas en el proceso de

licuefacción, un escenario de costos altos se podría dar por un exceso de demanda de bienes de capital, como ya sucedió en esta industria. Un aumento en los costos de producción también se podría dar a partir de un incremento en los costos de exploración y extracción, lo cual podría ocurrir debido al agotamiento de reservas.

Si la disminución en el nivel de reservas fuera la causa del aumento de costos, habría un impacto también sobre el precio de gas de tubería en una proporción similar. Esto haría necesario establecer unos supuestos diferentes en el análisis a los que se plantean inicialmente en este escenario de costos altos.

La Figura 26 muestra que a 2030 la capacidad instalada en un escenario de costos un 30% más altos se disminuye de 507 MMtpy a 351 MMtpy. Cuando los costos aumentan 50%, la capacidad instalada incluso presenta una tendencia decreciente desde 2014. Aunque la pendiente se disminuye hacia 2022, la capacidad instalada decrece a un mínimo de 240 MMtpy en 2030.

De ocurrir un escenario de costos altos y precios bajos, los productores que tengan contratos cuyo precio dependan del precio del petróleo, tendrían que renegociarlos con el fin de no perder dinero. Esto ya sucedió a mediados de los 2000s, cuando varios países que exportaban a Japón se vieron obligados renegociar sus contratos porque el precio del petróleo se encontraba por debajo de USD30/barril (Leaver 2010).

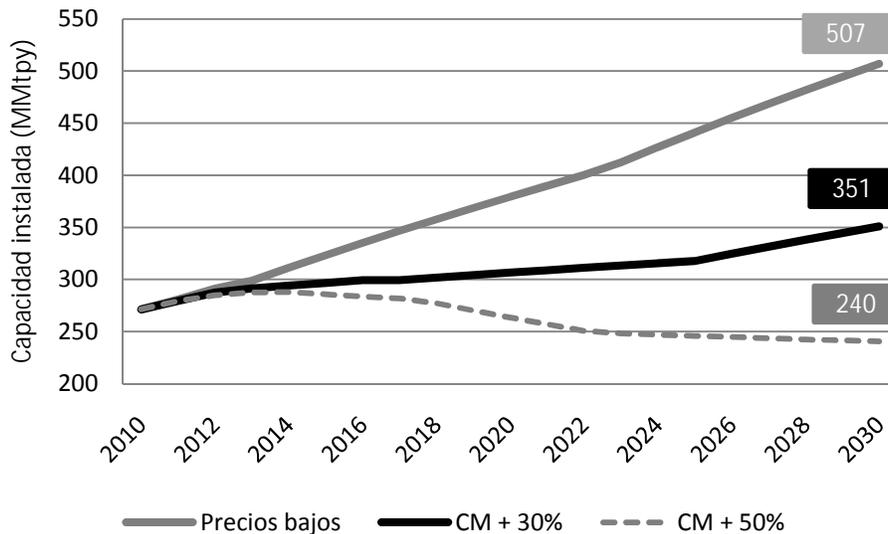


Figura 26. Resultados de la simulación bajo tres escenarios de costos marginales de producción (CM), considerando precios bajos del petróleo.

A diferencia del suministro, la capacidad instalada sí resulta sensible a los cambios en los costos. Los costos altos impactan negativamente la rentabilidad del negocio, haciendo menos atractiva la industria. Los potenciales inversionistas observan unos márgenes de ganancias más estrechos a medida que aumentan los costos, por lo que ajustan negativamente sus inversiones. Esto afecta el inicio de proyectos en construcción y posteriormente la entrada de capacidad a operación.

El menor crecimiento de la capacidad instalada en los escenarios con aumento de costos se evidencia en la menor entrada de capacidad, la cual depende directamente de cuántos proyectos se están construyendo. En el escenario de mayores costos, el nivel de capacidad en construcción es menor todo el tiempo que en los otros dos escenarios, por la lógica de las inversiones que se ha explicado.

Lo que llama la atención es que cuando aumentan los costos, ambos escenarios presentan una tendencia creciente en los proyectos en construcción al final de la simulación. Esto se debe al aumento de capacidad de las constructoras, como se explicó en la sección anterior, y esto explica por qué, en el caso de costos 30% más altos, se produce un cambio en la pendiente alrededor de 2025, al igual del escenario con costos 50% más altos, donde la capacidad instalada atenúa su caída a partir del 2022.

Aunque los inversionistas perciben unos márgenes estrechos de ganancias, la señal de competencia por la capacidad de los contratistas pierde intensidad a medida que estas empresas aumentan su capacidad, por lo que los inversionistas mejoran sus expectativas respecto al mercado.

Este escenario sirvió para corroborar que la capacidad instalada es más sensible a cambio en los costos considerando precios bajos. También, para entender que los inversionistas logran ajustar sus inversiones de forma que el mercado pueda seguir siendo rentable. Así, en momentos de baja rentabilidad ajustan sus inversiones a la baja, pero después las vuelven a aumentar a medida que sus expectativas futuras mejoran.

Ahora, los escenarios analizados hasta el momento en este capítulo están relacionados directamente con la rentabilidad del mercado debido al impacto de variables exógenas como son los cambios en los precios del petróleo, la volatilidad del precio del GNL y un posible aumento en los costos. En la siguiente sección nos referimos a un escenario donde se considera un cambio en el comportamiento de los inversionistas. Este cambio hace referencia a la visión de estos y la manera en que analizan la información que reciben para formar sus expectativas.

6.5. Cambios en la formación de expectativas de los inversionistas

Como se discutió antes, este modelo es muy sensible al sentimiento de mercado. Debido a que esta es una variable suave, difícil de medir, surgen preguntas como ¿Qué pasaría si la forma en que los productores ajustan sus inversiones cambia? Si los inversionistas cambian su visión sobre la industria y la forma en que perciben la información cambia, se espera que, dada la alta sensibilidad del modelo a los pesos de la rentabilidad actual y percepción sobre rentabilidad futura, se produzca un cambio en las decisiones de inversión.

En secciones anteriores se mencionó la “miopía” de los inversionistas. Ford (1999) se refería a ésta para explicar qué información tenían en cuenta los inversionistas en lo

referente a proyectos en construcción. En este escenario planteamos una variación a dicha miopía y simplemente consideramos dos escenarios para dos tipos de inversionistas. Un tipo de inversionista más miope, es decir, con una visión de corto plazo en la que le da una mayor importancia a la rentabilidad actual del mercado; y otro escenario donde los inversionistas tienen una visión más de largo plazo, en la que le dan un mayor peso a las expectativas futuras de la industria a la hora de tomar decisiones de inversión.

Dichas expectativas futuras están condicionadas por la capacidad que se encuentra actualmente en construcción, pero que eventualmente va a entrar al mercado. Ésta tiene un efecto negativo en las inversiones por cuanto los jugadores perciben una menor rentabilidad futura debido a una mayor competencia en el futuro o a un aumento en los costos de capital por una mayor competencia por la capacidad de las empresas constructoras.

Para el modelamiento de este escenario se cambió el peso que dan los inversionistas a la rentabilidad actual y futura. El modelo supone que el 32% del peso lo tiene la rentabilidad actual y el restante 68%, la rentabilidad futura, debido a que se considera que la industria está entrando en una fase de maduración después de una fase de crecimiento propia de una industria “joven”. También se consideró el escenario de precios de referencia del escenario base.

Los resultados del análisis de sensibilidad presentado en la Sección 5.4.10 mostraron que la capacidad instalada es especialmente sensible a los cambios en estos pesos. Los resultados que se observan en la Figura 27. Esta muestra los resultados de la simulación cuando el peso de la rentabilidad actual es 32% (escenario base), 29% y 35%.

Dado que los precios de referencia son altos para la industria, los márgenes de ganancias terminan siendo altos. Por esto, cuando la rentabilidad actual tiene un mayor efecto en la toma de decisiones de inversión, las firmas invierten más y por lo tanto la capacidad instalada a 2030 es mayor (628 MMtpy). De lo contrario, cuando se le da un mayor peso a la rentabilidad futura relacionada con los proyectos en construcción (escenario “29%”), las firmas invierten menos pues están más atentas a la cantidad de proyectos que se está construyendo.

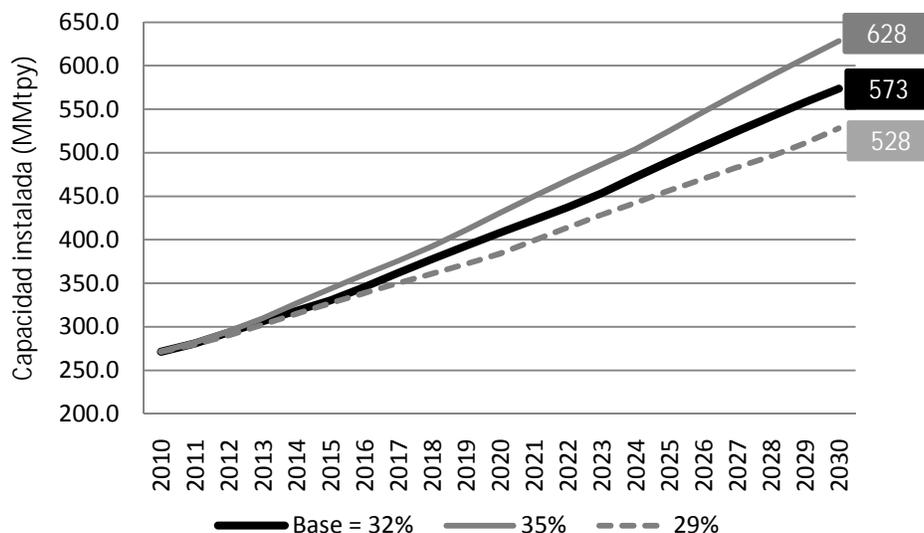


Figura 27. Resultados de la simulación para tres escenarios de peso de la rentabilidad actual en las decisiones de inversión. El peso de la rentabilidad futura es complementario al de la rentabilidad actual.

La caída en las inversiones repercute directamente en el nivel de proyectos en construcción, pues los inversionistas son menos sensibles a la alta rentabilidad que está presentando el mercado, que es alta. De cierta forma, este comportamiento manifiesta una incredulidad a que el estado del mercado continúe de esa forma y por el contrario, advierten que la entrada de muchos proyectos en el futuro puede tener un efecto negativo en sus inversiones.

Aunque el nivel de los proyectos en construcción es menor para el escenario de 29% porque se invierte menos, dicha disminución no logra animar suficientemente a los inversionistas a invertir, en cambio, la “desatención” hacia la rentabilidad actual del mercado sí resulta siendo más significativa.

Por último, las fluctuaciones en el inicio de proyectos del escenario “29%” son mayores que en los otros escenarios ya que los inversionistas son más sensibles a los cambios en el nivel de capacidad en construcción. Por esto, los inversionistas están constantemente variando la cantidad de proyectos que inician construcción. Si en un año determinado proyectos con una capacidad equivalente de 25 MMtpy inician construcción, al siguiente año se ven obligados a disminuir sus inversiones pues perciben una mayor competencia a futuro.

Basados en el análisis de sensibilidad y en los resultados discutidos anteriormente, se puede concluir que el modelo describe correctamente la racionalidad de la inversión y el efecto de la naturaleza discreta de las inversiones en la industria mundial de GNL.

Es necesario recordar que los resultados mostrados no deben servir como un pronóstico exacto de lo que será la industria en el futuro, por cuanto su mayor interés es analizar tendencias bajo diferentes supuestos. Esto en parte porque el modelo no considera

diferentes gastos que tienen las empresas y terminan por influir en el devenir de la industria. También, la consideración de pronósticos de precio hace que los resultados del modelo tomándolos como simples valores proyectados, pierdan validez en caso de no cumplirse esas proyecciones de precio esperadas.

7. Conclusiones y trabajo futuro

Las industrias intensivas en capital se caracterizan por sus elevados requerimientos de capital para la producción de bienes, alta rentabilidad, grandes barreras de entrada, altos costos fijos y elevado nivel de riesgo. En estas industrias, la solución al problema de expansión de capacidad es la decisión más crítica para la supervivencia de la firma. Los largos períodos de entrega y las enormes cantidades de capital comprometido que suponen las adiciones de capacidad incrementan los riesgos de fracaso de una firma cuando ésta añade capacidad prematuramente.

Según la literatura revisada, la naturaleza de las inversiones ('lumpiness'), es decir, inversiones muy grandes (naturaleza discreta) y poco frecuentes, está asociada a los ciclos en los precios y en la capacidad. Específicamente los ciclos de capacidad son causados por factores como la falta de coordinación (asociada a baja integración vertical), fallas de mercado (asociadas a la asimetría de información) y errores en el entendimiento de la estructura interna de la industria (retardos, estructuras de realimentación, no linealidades).

Aunque la industria de GNL no presenta ciclos de capacidad, la importancia de su estudio radica en que estos ciclos son comunes en otras industrias intensivas de capital (aluminio, generación de electricidad, tanqueros de petróleo, pulpa y papel, entre otras) y son el resultado agregado de decisiones individuales de los inversionistas. Dichas decisiones son críticas para la evolución de la industria por los recursos de capital que involucra, los retardos y la duración de las inversiones. Estas se dan como jugadas estratégicas entre los jugadores, se basan en cambios en las expectativas relacionados con percepción que tienen los jugadores del mercado, y su éxito depende en gran parte de la coordinación entre las firmas.

Los anteriores elementos logran explicar en gran medida el comportamiento de los inversionistas y el efecto de sus decisiones individuales. Se revisó la literatura y se encuentra que la mayor parte de los estudios encajan dentro de tres metodologías principales. Todos consideran variables tales como los costos de capital, la asimetría de la información, la depreciación de los activos y la incertidumbre en los precios.

Los modelos dinámicos basados en la teoría neoclásica de inversión consideran los costos de capital como mayor determinante de la inversión y tratan de optimizar la

rentabilidad de las firmas. Sin embargo, no se puede asegurar que las firmas logren optimizar el nivel de capital. Una alternativa a este enfoque es estudiar otras trayectorias de la industria distintas de la que se basan en decisiones óptimas, por ejemplo, el uso de dinámica de sistemas.

Las no linealidades, los retardos y las estructuras de realimentación que presentan este tipo de industrias hacen de la dinámica de sistemas una metodología apropiada para el modelamiento de la dinámica de expansión de licuefacción. Además de esto, cumple con el principal interés de esta tesis que es el aprendizaje: facilitar un mayor entendimiento en cómo la industria evoluciona en el tiempo y entender qué variables son críticas.

Las adiciones de capacidad en la industria de GNL son menos frecuentes que en otras industrias debido a su tamaño y naturaleza 'lumpy'. Esto, y carecer de usos alternativos para el capital, la convierte en una industria con costos hundidos significativos. El resultado es un proceso decisorio complejo en el cual es necesario entender la dinámica de la expansión de capacidad, especialmente en el segmento de licuefacción. El modelo que se propone intenta explicar cómo se dan las inversiones y que factores las incentivan o desincentivan. A diferencia de otros modelos, en este se propone que los inversionistas son capaces de observar la capacidad programada y reaccionar, postergando las nuevas adiciones.

Los resultados validan la hipótesis según la cual los inversionistas ajustan sus inversiones según sus expectativas. La formación de expectativas se da a partir de la información que reciben los inversionistas sobre la rentabilidad actual del mercado y las percepciones sobre lo que sería su rentabilidad futura. Dichas expectativas soportan la idea de un 'sentimiento de mercado', el cual amplifica o reduce la cantidad de proyectos que inician su fase de construcción.

El 'sentimiento de mercado' se incrementa por la rentabilidad del mercado que lo hace atractivo para los inversionistas, y decrece por los proyectos en construcción en la medida que los inversionistas encontraran una mayor competencia para vender su producción, llevando a menores ganancias debido a menores precios o menor utilización de la capacidad instalada. El modelo es particularmente sensible a los cambios en el peso que dan los inversionistas a la rentabilidad actual y a sus percepciones de rentabilidad futura. De lo contrario, no presenta una sensibilidad significativa a los otros supuestos, parámetros calibrados, método de integración ni al paso de la simulación.

Este peso es una variable que requiere especial atención porque parece estar relacionada con la fase en la que se encuentra la industria. Esto porque para calibrar el modelo ajustándolo a datos históricos, el peso de la rentabilidad actual era mayor. Pese a esto, el enfoque de esta investigación no permite concluir más que eso y más bien invita a explorar con mayor profundidad estas evidencias, que bien podrían ser el punto de partida para una línea de investigación futura.

El modelo logra reproducir el comportamiento histórico adecuadamente y el error entre los datos simulados y los reales se concentra en un error de covarianza (62%), lo que indica

que el modelo captura la tendencia de los datos correctamente, desviándose de los datos históricos solo punto por punto. A su vez, los resultados del modelo presentan una leve desviación de las proyecciones de algunos autores revisados.

Aunque la industria ha evolucionado y se espera que las expectativas respecto a la rentabilidad futura tengan un mayor peso en el ajuste de las inversiones, los resultados del escenario base indican que, con una estabilidad en los precios como la supuesta, los altos márgenes de ganancia de la industria tienen un efecto mayor en el ajuste de las inversiones. Sin embargo, éste presenta una tendencia decreciente debido al aumento de proyectos en construcción. Además de esto, los resultados arrojados por el modelo evidencian que el comportamiento inestable de la iniciación de capacidad (proyectos que se empiezan a construir) se debe a la naturaleza discreta de las unidades de producción.

Como se mencionó anteriormente, las características particulares de las industrias intensivas en capital facilitan la formación de ciclos de capacidad. Ese no es el caso de la industria de GNL y los resultados validan lo anterior. Pese a que la estructura de la industria de GNL también contiene elementos que propician la formación de ciclos (presencia de realimentaciones positivas y negativas en presencia de retardos), los resultados validan la hipótesis que los inversionistas cuenta con un 'mecanismo' para controlar la entrada de capacidad que es el retraso en la entrada de algunos proyectos. Esto es considerado por el modelo en la manera en que los inversionistas forman sus expectativas y se ven influenciados negativamente por la cantidad de proyectos en construcción. Este comportamiento permite que la industria tenga altas tasas de utilización de capacidad, lo cual coincide con los resultados presentados.

Aunque este es un mercado desregulado (mercado mundial con empresas privadas y estatales que compiten libremente), el GNL sigue siendo utilizado mayormente como un sustituto. Esto hace que las ventas del mercado spot sean menores que las ventas por contratos (20% vs 80%), lo cual en el momento de iniciar un proyecto brinda una mayor seguridad a los inversionistas para su financiación. Esto permite que el mercado 'regule' de forma más eficiente la entrada de capacidad y no se den las mismas explosiones y depresiones en la entrada de capacidad que en otras industrias de capital, pues al final, todos los proyectos entran con un gran porcentaje de sus reservas comprometidas con algún comprador. Lo anterior es considerado en el modelo en el desestimulo que tienen los inversionistas para invertir cuando observan la cantidad de capacidad que entrará a operar antes entre una hipotética planta suya. Esto representa la dificultad para conseguir nuevos clientes en la medida que muchos de ellos ya tienen contratos de suministro con plantas y es un mercado que cubre déficits en los mercados regionales de gas, por lo tanto la dificultad para encontrar clientes en el corto plazo.

Respecto a los escenarios estudiados, los resultados del modelo bajo dos escenarios de precios opuestos (altos y bajos) muestran que éste es poco sensible al aumento de los precios. De lo contrario, los precios bajos tienen un efecto significativo en la industria, como lo demuestra la disminución de la utilización de capacidad que lleva a unos menores ingresos y como tal a una reducción de las inversiones. Incluso, bajo un escenario de precios muy bajo (USD 4/MMbtu), la industria deja de ser rentable y se

desestimulan totalmente las inversiones debido a las pérdidas que en promedio arroja la industria.

Cuando el precio es USD 4,7/MMbtu, la tendencia se revierte y la capacidad presenta un ciclo de contracción seguido por uno de expansión. Este precio no debe entenderse como un valor fijo, porque hay mucha incertidumbre en los datos, sino como una estimación de un valor alrededor del cual y con las condiciones actuales, se produce un quiebre en la tendencia de la capacidad instalada. Cuando el precio es mayor que éste, la capacidad instalada presenta una tendencia creciente aunque no tan marcada como en el escenario base.

El escenario de costos muy bajos también permitió concluir que ante costos bajos, el impacto del tamaño de las inversiones es mayor que en el escenario base (escenario de referencia para los precios). Cuando no hay condiciones respecto al tamaño de las inversiones (los trenes de licuefacción pueden ser de cualquier tamaño), las decisiones de inversión se suavizan y se ajustan a la baja, llevando a una menor capacidad instalada al 2030. Esto demuestra que la naturaleza discreta de las inversiones supone un desafío para las firmas en el momento de expandir capacidad.

Al inducir incertidumbre en los precios por medio de distribuciones de probabilidad ajustadas a datos históricos, la industria sigue creciendo –como lo ha hecho hasta ahora– aunque a un menor ritmo. Esto lo demuestra la disminución de más de 100 MMtpy de capacidad que presenta este escenario a 2030 respecto al escenario base. No se puede concluir sobre el efecto de la incertidumbre en la magnitud de las adiciones de capacidad, por cuanto el promedio de los precios históricos (y a su vez la media de las funciones de probabilidad utilizadas) es menor que el pronóstico de precios del escenario base, y por lo tanto la rentabilidad. De lo que sí muestran evidencia los resultados es que los jugadores ajustan sus inversiones de forma correcta a los cambios de precio y que el crecimiento de la capacidad se da sin los mismos sobresaltos del precio debido a la formación de expectativas que presentan los inversionistas.

Cuando se aumentan los costos de producción, el efecto sobre el suministro es bajo comparado con el efecto sobre las inversiones. Esto porque los costos impactan negativamente la cantidad que es rentable suministrar al mercado y por lo tanto los ingresos, que dependen directamente de las ventas. Pese a esto, el aumento de los costos solo parece tener un efecto significativo cuando los precios son bajos debido a los márgenes de ganancia tan estrechos que se producen.

Cuando se modifica la percepción de los inversionistas sobre el peso que dan a la información que reciben del mercado, los cambios en los resultados respecto al escenario base sugieren que el modelo presenta una sensibilidad significativa respecto a los pesos que se le dan a la rentabilidad actual y futura. El hecho de que el modelo sea tan sensible a estas variables no descalifica el modelo, simplemente habla de la importancia de dicha variable. Además, los resultados muestran que el modelo parece ser más sensible a cambios positivos del peso de la rentabilidad actual en la formación de expectativas, que a cambios negativos.

Por último, la principal conclusión del trabajo es que la hipótesis de que los inversionistas de la industria de GNL son capaces de ajustar su inversión después de observar el estado de la industria representa de manera correcta el comportamiento. Así, cuando la rentabilidad del mercado es alta, los jugadores advierten que en el largo plazo su ganancias están en riesgo por lo que ajustan a la baja sus inversiones. De lo contrario, cuando los precios bajos generan unos márgenes de ganancias estrechos, los inversionistas reducen sus inversiones forma que la entrada de capacidad sea más controlada y se puedan mantener esos márgenes de ganancia mínimos. Incluso, cuando los precios presentan volatilidad, la industria disminuye sus inversiones debido al riesgo que induce la volatilidad, pero mantiene un ritmo de crecimiento.

Aunque los resultados son consistentes con nuestra hipótesis dinámica, es necesario profundizar en la forma en que determinan el suministro los productores de GNL. El trabajo futuro también debería incluir los otros eslabones de la cadena, en especial el transporte de GNL, debido a que es el otro eslabón de la cadena de producción que presenta márgenes de capacidad más estrechos.

También, el resultado del análisis de sensibilidad sugiere que se requiere más investigación sobre el comportamiento de los inversionistas y la manera en que forman sus expectativas sobre el momento de invertir en la industria de GNL. Por último, es necesario estudiar si este modelo puede ajustarse a otra industria intensiva en capital tal como la petroquímica, pulpa y papel, agroquímica o hierro y acero.

8. Anexos

8.1. Modelo neoclásico de inversión

Una de las primeras aproximaciones a explicar el comportamiento de las inversiones fue el modelo neoclásico de teoría de la inversión de Jorgenson (1963). El modelo tiene como finalidad determinar la demanda de capital para maximizar el valor neto, W . Éste se define como las ganancias netas descontadas. La ganancia menos impuestos se define como $R(t)$, los impuestos como $D(t)$ y r , la tasa de interés

$$W = \int_0^{\infty} e^{-rt} [R(t) - D(t)] dt$$

Sea p el precio, s la tasa salarial, q el precio de los bienes de capital, Q la cantidad producida, L la cantidad de una variable de entrada, por ejemplo, e I la tasa de inversión

$$R = pQ - sL - qI$$

Ahora, K^* representa la cantidad de capital deseada, si la función de producción es Cobb-Douglas con elasticidad de la producción respecto al capital, γ

$$K^* = \gamma \frac{pQ}{c}$$

Se supone que la distribución de tiempos de terminación de un nuevo proyecto es fija. La proporción de proyectos completados en un tiempo τ es w_τ . Si la inversión en nuevos proyectos es I_t^E y el nivel de proyectos iniciados es I_t^N , la inversión es una ponderación de inicios pasados:

$$I_t^E = \sum_{\tau=0}^{\infty} w_\tau I_{t-\tau}^N = w(L) I_t^N$$

Donde $w(L)$ es una serie de potencia en el operador de retardo definido por L ('power series in the lag operator'). Se asume que en cada período se inician nuevos proyectos hasta que el remanente de proyectos incompletos es igual a la diferencia entre el capital deseado y el capital actual:

$$I_t^N = K_t^* - [K_t + (1 - w_0)I_{t-1}^N + \dots]$$

Lo que implica que

$$I_t^E = w(L)[K_t^* - K_{t-1}^*]$$

Al final, la inversión total, I_t , es la suma de la inversión en expansión de capacidad e inversión en remplazo de capacidad, I_t^R :

$$I_t = I_t^E + I_t^R$$

Ahora, la inversión total en cada período es determinado por la relación

$$I_t = w(L)[K_t^* - K_{t-1}^*] + \delta K_t$$

8.2. Datos de la simulación

8.2.1. Histórico de capacidad instalada (Reuters 2007; Oil & Gas Journal Various issues)

Año	Capacidad instalada (MMtpy)
1964	1,1
1965	1,1
1966	1,1
1967	1,1
1968	1,1
1969	2,6
1970	3,4
1971	3,4
1972	13,7
1973	13,7
1974	13,7
1975	13,7
1976	13,7

1977	41,8
1978	56,8
1979	56,8
1980	56,8
1981	64,8
1982	64,8
1983	72,9
1984	72,9
1985	72,9
1986	72,9
1987	72,9
1988	72,9
1989	84,8
1990	84,8
1991	84,8

1992	84,8
1993	84,8
1994	84,8
1995	92,6
1996	92,6
1997	102,5
1998	102,5
1999	119,0
2000	126,2
2001	126,2
2002	136,1
2003	142,9
2004	152,3
2005	173,1
2006	185,0

2007	213,6
2008	225,1

2009	240,5
2010	271,3

2011	284,2
------	-------

8.2.2. Demanda (EIA Various issues; BP Various issues)

Año	Demanda (MMton)
1993	61,5
1994	65,0
1995	67,6
1996	75,2
1997	81,1
1998	82,0

1999	90,7
2000	101,3
2001	103,6
2002	108,7
2003	122,4
2004	129,0
2005	136,9

2006	153,0
2007	164,1
2008	164,2
2009	176,0
2010	215,7

8.3. Precios

8.3.1. Datos históricos de EEUU

Los precios reales de importación de GNL y Henry Hub fueron calculados mediante el CPI de EEUU y los precios nominales históricos tomados de (EIA).

Tabla 12. Precio nominal de GNL y Henry Hub (EIA); CPI de EEUU (RI) y estimaciones de precios reales de GNL y Henry Hub.

Año	Precio nominal de importación de GNL (USD/Mmbtu)	Henry Hub (USD/Mmbtu)	Índice de Precios al consumidor (CPI)	Precio real de importación de GNL (USD2010 /Mmbtu)	Henry Hub (USD2010 /Mmbtu)
1989	2,22	1,70	124	2,98	3,90
1990	2,47	1,64	130,7	2,73	4,12
1991	2,36	1,49	136,2	2,38	3,78
1992	2,54	1,77	140,3	2,75	3,95
1993	2,2	2,12	144,5	3,20	3,32
1994	2,28	1,92	148,2	2,83	3,35
1995	2,3	1,69	152,4	2,41	3,29
1996	2,8	2,76	156,9	3,83	3,89
1997	2,74	2,53	160,5	3,43	3,72
1998	2,63	2,08	163	2,79	3,52
1999	2,47	2,27	166,6	2,97	3,23
2000	3,5	4,23	172,2	5,35	4,43
2001	4,35	4,07	177,1	5,01	5,36
2002	3,41	3,33	179,9	4,04	4,13
2003	4,79	5,63	184	6,67	5,68
2004	5,82	5,85	188,9	6,75	6,72
2005	8,26	8,79	195,3	9,81	9,22

Año	Precio nominal de importación de GNL (USD/Mmbtu)	Henry Hub (USD/Mmbtu)	Índice de Precios al consumidor (CPI)	Precio real de importación de GNL (USD2010 /Mmbtu)	Henry Hub (USD2010 /Mmbtu)
2006	7,19	6,76	201,6	7,32	7,78
2007	7,07	6,95	207,3	7,31	7,44
2008	10,03	8,85	215,3	8,96	10,16
2009	4,59	3,89	214,5	3,96	4,67
2010	4,94	4,39	218,1	4,39	4,94

8.3.2. Datos históricos de Japón

El precio real de importación de GNL fue calculado mediante el CPI de Japón y el precio nominal histórico.

Tabla 13. Precio nominal de GNL (BP 2011a), CPI de Japón (RI), precio del petróleo (BP 2011a) y estimación del precio real de GNL.

Año	Precio nominal de importación de GNL (USD/Mmbtu)	Índice de Precios al consumidor (CPI)	Precio real de importación de GNL (USD 2010 /Mmbtu)	Precio del petróleo (USD 2010/barril)
1984	5,10	86,31	5,89	60,40
1985	5,23	88,08	5,92	55,85
1986	4,10	88,62	4,61	28,71
1987	3,35	88,73	3,76	35,39
1988	3,34	89,30	3,73	27,51
1989	3,28	91,34	3,58	32,05
1990	3,64	94,14	3,86	39,58
1991	3,99	97,22	4,08	32,03
1992	3,62	98,88	3,65	30,03
1993	3,52	100,14	3,50	25,61
1994	3,18	100,83	3,14	23,27
1995	3,46	100,71	3,42	24,35
1996	3,66	100,84	3,62	28,72
1997	3,91	102,63	3,79	25,94
1998	3,05	103,31	2,94	17,01
1999	3,14	102,97	3,04	23,52
2000	4,72	102,23	4,60	36,08
2001	4,64	101,46	4,55	30,10
2002	4,27	100,55	4,23	30,33
2003	4,77	100,30	4,74	34,17
2004	5,18	100,29	5,15	44,17
2005	6,05	100,02	6,02	60,87
2006	7,14	100,26	7,09	70,46
2007	7,73	100,32	7,68	76,13

Año	Precio nominal de importación de GNL (USD/Mmbtu)	Índice de Precios al consumidor (CPI)	Precio real de importación de GNL (USD 2010 /Mmbtu)	Precio del petróleo (USD 2010/barril)
2008	12,55	101,70	12,29	98,50
2009	9,06	100,33	8,99	62,68
2010	10,91	99,63	10,91	79,50

8.4. Regresiones

Como se explicó, se estima el precio del GNL usando una combinación de los precios de importación de GNL de Estados Unidos y Japón. Debido a que no hay un pronóstico de precios para ambos, usamos el precio del Henry Hub y el del petróleo para hacer las proyecciones.

Por lo tanto, las siguientes regresiones se hicieron: Henry Hub vs. Precio de importación de GNL de EEUU y Precio del petróleo vs. Precio de las importaciones de GNL de Japón (CIF). Los datos para Japón corresponden al período 1984-2010 y fueron tomados de BP (2011b). Los datos para EEUU fueron tomados de EIA (s. f.) y corresponden al período 1989-2010. Todos los datos son anuales y se expresan en precios reales de 2010, usando el índice de precios del consumidor de cada país (RI), como corresponda. Se supone una regresión lineal del tipo:

$$P_{GNL} = \eta + \kappa P_{Sustituto} \quad (19)$$

Donde $P_{Sustituto}$ es el precio del petróleo para la regresión de Japón y el Henry Hub para el caso de EEUU. Los parámetros η y κ se estiman por medio de el método de mínimo error cuadrático. Los resultados y la validación de los parámetros se presentan en la Tabla 14.

Tabla 14. Resultados de las regresiones para estimar los precios de importación de GNL de EEUU y Japón.

	Parámetro	Estimación	Pr*	R ²
Japón	η	0,63477	0,087	0,8879
	κ	0,10737	2,20e-13	
EEUU	η	1.03853	0.00264	0,9137
	κ	0.86141	4.19e-12	

*Pr es el valor P de la hipótesis nula. En este caso, la hipótesis nula se refiere a si los parámetros son iguales a cero. Pr es menor que 0,05, para todos los casos menos para $\eta_{Japón}$, lo que indica que el resto de parámetros son diferentes de cero con un 95% de confianza, por lo que su inclusión en las regresiones es significativa. Para el caso de $\eta_{Japón}$, no fue tomada en cuenta para las estimaciones a partir de la regresión.

8.5. Proyecciones de precio

Se estimó el precio Henry Hub real a partir del precio nominal y el CPI de EEUU. Posteriormente, utilizando los parámetros de la regresión, se estimó la proyección de precios para el GNL.

Tabla 15. Precio nominal Henry Hub proyectado (EIA 2011) y precios reales estimados de Henry Hub e importación de GNL en EEUU.

Año	Henry Hub (USD/Mmbtu)	Henry Hub(USD2010/Mmbtu)	Precio importación GNL (USD2010/Mmbtu)
2010	4,39	4,39	4,82
2011	4,02	3,94	4,43
2012	3,7	3,6	4,14
2013	4,28	4,11	4,58
2014	4,4	4,16	4,62
2015	4,61	4,27	4,72
2016	4,72	4,3	4,74
2017	4,95	4,42	4,85
2018	5,24	4,59	4,99
2019	5,5	4,72	5,10
2020	5,7	4,8	5,17
2021	6,06	5	5,35
2022	6,54	5,29	5,60
2023	6,92	5,49	5,77
2024	7,26	5,64	5,90
2025	7,56	5,75	5,99
2026	8,02	5,98	6,19
2027	8,44	6,17	6,35
2028	8,61	6,18	6,36
2029	8,71	6,13	6,32
2030	8,98	6,19	6,37

Similarmente, para el caso de Japón se tienen tres escenarios de precio del petróleo. Los datos suministrados por EIA (2011) fueron llevados a USD2010 usando el CPI de EEUU, por ser el precio WTI. Utilizando estos datos, se estimaron los precios del GNL utilizando los parámetros de la regresión descrita en la Sección 8.4.

Tabla 16. Precio del petróleo bajo tres escenarios y estimaciones de precios de importación de GNL en Japón para cada uno.

Año	Precio del petróleo (USD2010/barril)			Precio de importación del GNL (USD2010/MMbtu)		
	Referencia	Alto	Bajo	Referencia	Alto	Bajo
2010	79,3	79,3	79,3	8,52	8,52	8,52
2011	82,4	111,2	61,2	8,84	11,94	6,58
2012	85,9	127,7	57,9	9,23	13,71	6,21
2013	89,5	137,3	57,0	9,61	14,75	6,12
2014	92,9	143,0	56,4	9,97	15,36	6,06
2015	96,1	148,6	55,9	10,32	15,95	6,00
2016	99,2	153,7	55,4	10,65	16,50	5,95
2017	102,1	158,6	55,0	10,96	17,03	5,90
2018	104,8	163,3	54,5	11,26	17,54	5,85
2019	107,4	167,8	54,1	11,54	18,01	5,81
2020	109,9	171,9	53,7	11,80	18,46	5,76
2021	112,1	175,9	53,4	12,04	18,88	5,73
2022	114,2	179,5	53,1	12,27	19,27	5,70
2023	116,2	183,1	52,7	12,47	19,66	5,66
2024	118,0	186,2	52,4	12,66	20,00	5,62
2025	119,6	189,0	52,1	12,84	20,29	5,60
2026	121,0	191,3	51,9	12,99	20,54	5,57
2027	122,3	193,9	51,7	13,13	20,81	5,55
2028	123,5	196,0	51,5	13,26	21,04	5,53
2029	124,4	197,8	51,3	13,36	21,24	5,51
2030	125,2	199,4	51,2	13,45	21,41	5,50

8.6. Conversiones

1 MMtpy = 1,333 bcm/y

1 MMton = 51,7 MMbtu

1 bcm = 35,3 bcf

9. Bibliografía

- Arango, Santiago, and Erik Larsen. 2011. "Cycles in Deregulated Electricity Markets: Empirical Evidence from Two Decades." *Energy Policy* 39 (5): 2457–2466.
- Banerjee, Abhijit V. 1992. "A Simple Model of Herd Behavior." *Quarterly Journal of Economics* 107 (3): 797–817.
- Bendall, H., and A. F Stent. 2003. "Investment Strategies in Market Uncertainty." *Maritime Policy and Management* 30 (4): 293–303.
- Berends, P.A.J., and A.G.L. Romme. 2001. "Cyclicality of Capital-intensive Industries: a System Dynamics Simulation Study of the Paper Industry." *Omega* (29): 543–552.
- Bergman, Mats A., Per Johansson, and M.A. Bergman. 2002. "Large Investments in the Pulp and Paper Industry: a Count Data Regression Analysis." *Journal of Forest Economics* 8 (1): 29 – 52. doi:10.1078/1104-6899-00003.
- Besanko, D., U. Doraszelski, L. X. Lu, and M. Satterthwaite. 2010. "Lumpy Capacity Investment and Disinvestment Dynamics." *Operations Research* 58 (4-Part-2) (July 1): 1178–1193. doi:10.1287/opre.1100.0823.
- Besanko, David, David Dranove, and Mark Shanley. 1999. *Economics of Strategy*. 2nd ed. Wiley.
- Booth, Darcie, and Ilan Vertinsky. 1993. "The Strategic Capacity-Expansion Model for a Newsprint Firm." *IEEE TRANSACTIONS ON ENGINEERING MANAGEMENT* 42 (2).
- BP. Various issues. "Statistical Review of World Energy." <http://www.bp.com>.
- . 2011a. "Statistical Review of World Energy 2011 | BP." <http://www.bp.com>.
- . 2011b. "Energy Outlook 2030 | Statistical Review 2010 | BP." <http://www.bp.com/sectiongenericarticle.do?categoryId=9035979&contentId=7066648>.
- Bunn, Derek W., and Erik R. Larsen. 1992. "Sensitivity of Reserve Margin to Factors Influencing Investment Behaviour in the Electricity Market of England and Wales." *Energy Policy* 20 (5): 420–429. doi:10.1016/0301-4215(92)90063-8.
- Caballero, Ricardo J., and Eduardo M.R.A. Engel. 1999. "Explaining Investment Dynamics in U.S. Manufacturing: A Generalized (S,s) Approach." *Econometrica* 67 (4): 783–826.
- Chamley, Christophe, and Douglas Gale. 1994. "Information Revelation and Strategic Delay in a Model of Investment." *Econometrica* 62 (5): 1065–85.
- Chavas, Jean-Paul. 1994. "Production and Investment Decisions Under Sunk Cost and Temporal Uncertainty." *American Journal of Agricultural Economics* 76 (1): 114–127.
- Cook, Linda. 2005. "The Role of LNG in a Global Gas Market." In London. http://www-static.shell.com/static/media/downloads/speeches/lcook_speech_oilandmoneyconf.pdf.
- Cornot-Gandolphe, S. 2005. "LNG Cost Reductions and Flexibility in LNG Trade Add to Security of Gas Supply." *ENERGY PRICES & TAXES* 2005 (1): 29–36.

- Dailami, Mansoor, and Robert Hauswald. 2000. *Risk Shifting and Long-term Contracts*: Evidence from the Ras Gas Project. Policy Research Working Paper Series. The World Bank. <http://ideas.repec.org/p/wbk/wbrwps/2469.html>.
- Dixit, Avinash. 1980. "The Role of Investment in Entry-Deterrence." *Economic Journal* 90 (357): 95–106.
- Dorigoni, Susanna, Clara Graziano, and Federico Pontoni. 2010. "Can LNG Increase Competitiveness in the Natural Gas Market?" *Energy Policy* 38 (12): 7653 – 7664. doi:DOI: 10.1016/j.enpol.2010.08.004.
- Economic Times. 2011. "BG Group Inks LNG Pact with Gujarat State Petroleum Corporation for 20 Years." http://articles.economictimes.indiatimes.com/2011-09-30/news/30228831_1_gazprom-global-lng-lng-prices-rasgas.
- Economy Watch. "Capital Intensive Industry." <http://www.economywatch.com/world-industries/capital-intensive.html>.
- EIA. Various issues. *World LNG Imports*. file:///F:/dateia/World%20LNG%20Imports,%201996.htm.
- . 2011. "International Energy Outlook 2011." <http://205.254.135.24/forecasts/ieo/pdf/0484%282011%29.pdf>.
- . "International Energy Statistics." <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=90&pid=1&aid=8&cid=&syid=1980&eyid=2008&unit=MMTCD>.
- . "Natural Gas - Data - U.S. Energy Information Administration (EIA)." <http://www.eia.gov/naturalgas/data.cfm#prices>.
- Eng, Gary. 2006. "A Formula for LNG Pricing."
- Engelen, S., and W. Dullaert. 2010. "Designing a Decision Support Model for the LNG Market." *Transportation Planning and Technology* 33 (8): 719–731.
- Fiori, Giuseppe. 2011. "Lumpiness, Capital Adjustment Costs and Investment Dynamics."
- Ford, A. 1999. "Cycles in Competitive Electricity Markets: A Simulation Study of the Western United States." *Energy Policy* 27 (11): 637–658.
- Ford, Andrew. 2001. "Waiting for the Boom: a Simulation Study of Power Plant Construction in California." *Energy Policy* 29 (11): 847–869.
- Foss, Michelle M. 2007. *Introduction to LNG. An Overview on Liquefied Natural Gas (LNG), Its Properties, Organization of the LNG Industry and Safety Considerations*. Houston, Texas: Center For Energy Economics.
- Fusillo, M. 2003. "Excess Capacity and Entry Deterrence: The Case of Ocean Liner Shipping Markets." *Maritime Economics and Logistics* 5 (2): 100–115.
- Ghemawat, P. 1984. "Capacity Expansion in the Titanium Dioxide Industry (USA)." *Journal of Industrial Economics* 33 (2): 145–163.
- Gkonis, Konstantinos G., and Harilaos N. Psaraftis. 2007. *Investment Rules and Competition Patterns in LNG Shipping. A Game Theory Approach*. Laboratory for Maritime Transport, School of Naval Architecture and Marine Engineering, National Technical University of Athens. www.martrans.org/documents/2009/energy/IAME07.pdf.
- Global Insight. 2007. "The LNG Market - Globally Now to 2025 and the Implications for the UK."
- Henderson, J., and K. Cool. 2003. "Corporate Governance, Investment Bandwagons and Overcapacity: An Analysis of the Worldwide Petrochemical Industry, 1975-95." *Strategic Management Journal* 24 (4): 349–373.
- International Energy Agency. 2011. "Are We Entering a Golden Age of Gas?"
- Investopedia. "Herfindahl-Hirschman Index (HHI) Definition." <http://www.investopedia.com/terms/h/hhi.asp>.

- . “Behavioral Finance: Key Concepts - Herd Behavior.”
http://www.investopedia.com/university/behavioral_finance/behavioral8.asp#axzz1stmeUfFn.
- Jorgenson, Dale W. 1963. “Capital Theory and Investment Behavior.” *The American Economic Review* 53 (2). Papers and Proceedings of the Seventy-Fifth Annual Meeting of the American Economic Association: 247–259.
- Kadoya, T., T. Sasaki, S. Ihara, E. Larose, M. Sanford, A.K. Graham, C.A. Stephens, and C.K. Eubanks. 2005. “Utilizing System Dynamics Modeling to Examine Impact of Deregulation on Generation Capacity Growth.” *Proceedings of the IEEE* 93 (11): 2060–2069. doi:10.1109/JPROC.2005.857487.
- Kotzot, Heinz, Charles Durr, David Coyle, and Chris Caswell. “LNG Liquefaction - Not All Plants Are Created Equal.”
- Leaver, Thomas. 2010. “Evolution of LNG Markets in East of Suez: Current Trends and Future Opportunities” presented at the MEGAS Summit, Abu Dhabi, UAE.
- Liehr, Martin, Andreas Größler, Martin Klein, and Peter M. Milling. 2001. “Cycles in the Sky: Understanding and Managing Business Cycles in the Airline Market.” *System Dynamics Review* 17 (4): 311–332. doi:10.1002/sdr.226.
- Limam, Majed, and Anne Tricerri. 2010. “Refloating the Global LNG Shipping Industry.”
- Lundmark, R. 2003. “Investment Behaviour in the European Pulp and Paper Industry.” *Scandinavian Journal of Forest Research* 18 (2): 184–192.
- Mason, Charles F, and Clifford Nowell. 1992. “Entry, Collusion, and Capacity Constraints.” *Southern Economic Journal* 58 (4): pp. 1002–1014.
- Massol, Olivier, and Stéphane Tchong-Ming. 2009. *Cooperation Among Liquefied Natural Gas Suppliers: Is Rationalization the Sole Objective?* Cahiers du CREDEN (CREDEN Working Papers). CREDEN (Centre de Recherche en Economie et Droit de l’Energie), Faculty of Economics, University of Montpellier 1.
<http://ideas.repec.org/p/mop/credwp/09.02.82.html>.
- Oil & Gas Journal. Various issues. “Worldwide Construction Update.” *Oil & Gas Journal*.
<http://www.ogj.com>.
- Olaya, Yris. 2006. “World Liquefied Natural Gas (LNG) Trade Model”. PhD. Thesis, Colorado: Colorado School of Mines.
- Phalen, T., and J. Scotti. 2008. “Update on LNG Facility Construction.” In *Offshore Technology Conference*.
- Poyry. 2010. “Global Gas & LNG Markets & GB’s Security of Supply.”
- Praet, Robert. 2009. “An Approaching Spot Market for LNG? – The Drivers, Likelihood and Implications – Combining a Social-Technical System Perspective with the Bottom-Up Agent-Based Modeling Paradigm to Assess the Drivers, Likelihood and Implications of a Transitioning International LNG Trade”. Delft, the Netherlands: Delft University of Technology.
- Randers, J., and U. Goluke. 2007. “Forecasting Turning Points in Shipping Freight Rates: Lessons from 30 Years of Practical Effort.” *System Dynamics Review* 23 (2-3): 253–284.
- Reuters. 2007. “Gas Liquefaction Terminal Projects.”
<http://uk.reuters.com/article/2007/09/24/Ing-liquefaction-idUKL2886631920070924>.
- RI. “Consumer Price Index (CPI).” <http://www.rateinflation.com/consumer-price-index/>.
- Rüster, S., and A. Neumann. 2006a. “Corporate Strategies Along the LNG Value Added Chain - An Empirical Analysis of the Determinants of Vertical Integration.” In *26th USAEE/IAEE International Conference*.

- . 2006b. "Economics of the LNG Value Chain and Corporate Strategies - An Empirical Analysis of the Determinants of Vertical Integration." In *10th Annual ISNIE Conference*.
- Scarsi, R. 2007. "The Bulk Shipping Business: Market Cycles and Shipowners' Biases." *Maritime Policy and Management* 34 (6): 577–590.
- Societe Generale. 2009. "Global Outlook for LNG." www.nyenergyforum.org/app/filemgmt/visit.php?lid=59.
- Spence, A. Michael. 1977. "Entry, Capacity, Investment and Oligopolistic Pricing." *The Bell Journal of Economics* 8 (2): 534–544.
- Sterman, J. D. 2000. "Business Dynamics: Systems Thinking and Modeling for a Complex World."
- Sterman, John D. 2002. "All Models Are Wrong: Reflections on Becoming a Systems Scientist." *System Dynamics Review* 18 (4): 501–531. doi:10.1002/sdr.261.
- Taylor, A. J. 1976. "System Dynamics in Shipping." *Operational Research Quarterly* 27 (1): 41–56.
- Thomas, Julia K., Marianne Baxter, Robert Chirinko, Andrew John, Patrick Kehoe, Timothy Kehoe, John Leahy, and Edward Prescott. 2002. "Is Lumpy Investment Relevant for the Business Cycle." *Journal of Political Economy*: 508–534.
- Tirole, Jean. 1988. *The Theory of Industrial Organization*.
- Troner, A. 2001. *Technology and Liquefied Natural Gas: Evolution of Markets*. Policy framework for Japan. The James A. Baker III Institute for Public Policy of Rice University.
- Vermeire, J. 2009. "Global Dynamics of LNG Business" presented at the GIE Annual Conference, Groningen.
- Yahoo! Finance. "Business Finance, Stock Market, Quotes, News." <http://finance.yahoo.com/>.