



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA
ICAI ICADE CIHS

IME Instituto
Marítimo
Español

MÁSTER EN NEGOCIO Y DERECHO MARÍTIMO

36° EDICIÓN

2019-2021

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER:

GAS NATURAL LICUADO: **ANÁLISIS DEL MERCADO MUNDIAL DE GNL Y** **FUTURO DEL SECTOR**

ALUMNO:

ALEJANDRO J. CORDEIRO SILVEIRA

TUTOR:

ALFONSO ARAMBURU

Convocatoria Extraordinaria

JUNIO 2021

RESUMEN

El gas natural licuado (GNL) es usado como combustible para obtener energía. Cada vez más países producen gas natural y más países lo demandan, habiéndose superado ya los 350 millones de toneladas anuales con su comercio.

El transporte de GNL por mar ha venido creciendo desde que comenzó a realizarse, incluso en un 2020 marcado por la pandemia, y cada vez se abren nuevas posibilidades de crecimiento. Los más recientes yacimientos encontrados, nuevas técnicas de extracción del gas natural, nuevos proyectos de terminales de licuefacción... las nuevas posibilidades de uso del GNL como combustible, la construcción de FLNG (*Floating LNG*) en puntos de extracción o de FSRU (*Floating Storage Regasification Unit*) como unidades de recepción.

Todo ello llevará al crecimiento constante de la flota en los próximos años y deberá ser analizado, comprendiendo más este sector del transporte marítimo y sus nuevos negocios, para poder valorar si tiene de verdad tanto futuro a largo plazo y si es un mercado en el que poder invertir y esperar trabajo y beneficios.

PALABRAS CLAVE

Transporte marítimo – Gas Natural – Comercio Internacional – Energía – Materia prima

ABSTRACT

Liquefied natural gas (LNG) is used as fuel for energy. More and more countries produce natural gas, and more countries demand it, having already exceeded 350 million tons per year with its trade.

The transport of LNG by sea has been growing since it began, even in a 2020 marked by the pandemic, and new possibilities for growth are opening up every time. The most recent deposits found, new natural gas extraction techniques, new liquefaction terminal projects ... the new possibilities of using LNG as fuel, the construction of FLNG (Floating LNG) at extraction points, or FSRU (Floating Storage Regasification Unit) as receiving units.

All this will lead to the constant growth of the fleet in the coming years and should be analyzed, with a better understanding of this maritime transport sector and its new businesses, in order to be able to assess whether it really has such a long-term future and whether it is a market in which being able to invest and expect work and benefits.

KEYWORDS

Shipping – Natural Gas – International Trade – Energy – Commodity

ÍNDICE

I. Introducción.....	1
a. Tema de Estudio y Objetivos.....	1
b. Conceptos Básicos.....	3
i. Gas Natural.....	3
ii. GNL: Qué es y Características.....	4
iii. LNG Carrier.....	5
iv. Plantas de Licuefacción.....	6
v. Plantas de Regasificación.....	6
vi. Boil-Off Gas (BOG).....	6
vii. FLNG.....	7
viii. FSRU.....	7
ix. FSU.....	8
x. Proceso FEED de un Proyecto.....	8
xi. Proceso FID de un Proyecto.....	8
II. Contexto.....	9
a. Breve Historia del Transporte Marítimo de GNL.....	9
b. Cadena de Suministro de Gas Natural y GNL.....	13
i. Cadena de Gas Natural.....	13
a) Fases de la Cadena de Gas Natural.....	14
ii. Cadena de GNL Vía Transporte Marítimo.....	16
iii. Productores de Gas Natural.....	17
III. Flota de Metaneros.....	19
a. Principales Factores de los Buques Metaneros.....	19
i. Generaciones de Metaneros.....	20
b. Flota Actual de Buques Metaneros.....	21

i.	Flota de buques metaneros Según su Edad.....	22
ii.	Flota de Buques Metaneros Según su Capacidad de Carga.....	23
iii.	Flota de Buques Metaneros Según su Sistema de Propulsión.....	24
iv.	Flota de Buques Metaneros Según su Sistema de Contención.....	25
v.	Flota de Metaneros en Función de su Bandera y Sociedad de Clasificación.....	26
c.	Cartera de Pedidos.....	28
i.	Astilleros de Construcción de Metaneros.....	29
IV.	Análisis del Sector del Transporte Marítimo de GNL.....	30
a.	Comentario Sobre el Desarrollo Económico en el 2020.....	30
b.	Análisis del Mercado de Transporte Marítimo a Finales de 2020....	31
c.	Panorama del Mercado de Gas y GNL.....	32
i.	El Gas en el Mercado Energético.....	32
ii.	Comercio de Gas Natural.....	34
iii.	Comercio de Gas Natural Licuado.....	35
a)	Forma Típica de la Contratación de Metaneros.....	37
iv.	Primera Perspectiva y Tendencias del Mercado de GNL.....	37
d.	El Mercado Spot y a Corto Plazo de Metaneros.....	39
i.	Consideraciones Sobre el Mercado a Corto Plazo.....	40
ii.	Evolución del <i>Flete</i> de Metaneros a Corto Plazo.....	41
iii.	Otros Factores para Tener en Cuenta.....	42
iv.	Perspectivas del Mercado Spot.....	43
e.	Mercado de Compra y Venta de Metaneros de Segunda Mano.....	43
V.	Exportación e Importación de Gas Natural Licuado.....	46
a.	Introducción a la Exportación y la Importación de GNL.....	46
b.	Exportación de GNL.....	48
i.	Panorama de la Exportación de GNL.....	48
ii.	Países Exportadores de GNL y su Actual Situación en el Mercado: .	49
1.	Asia/Pacífico.....	50

2.	Oriente Medio	53
3.	Región del Atlántico	55
iii.	Perspectiva de las Exportaciones.	60
c.	Importación de GNL.....	61
i.	Panorama de la Importación de GNL.....	62
ii.	Países Importadores de GNL y su Actual Situación en el Mercado:..	63
1.	Asia/Pacífico.	64
2.	Región del Atlántico.....	70
3.	Oriente Medio	74
iii.	Perspectiva de la Importación de GNL.....	75
VI.	Nuevos Proyectos y Segmentos para el GNL.....	76
a.	Nuevos Proyectos de Exportación y Crecimiento de la Flota.	76
i.	Proyectos de Exportación en Construcción.	76
ii.	Proyectos de Exportación en Fase FEED	77
iii.	Proyectos de Exportación Propuestos.....	77
iv.	Resumen: Número de Proyectos por Años y Buques Estimados.	79
b.	<i>Floating LNG: Unidad de Licuefacción Flotante.</i>.....	80
i.	Panorama de FLNG.	80
ii.	Flota y Pedidos de FLNG.	82
iii.	Perspectiva de FLNG.	83
c.	FSRU: Unidad de Regasificación y Almacenamiento Flotante.	84
i.	Panorama de las FSRU	84
ii.	Flota y Pedidos de las FSRU.	86
a)	Conversión de Metaneros a FSRU.	86
b)	Flota de Metaneros de Mayor Edad.....	87
iii.	Perspectiva de las FSRU.	88
d.	FSU: Unidades de Almacenamiento Flotante.	89
e.	Small-Scale de GNL	89
i.	Concepto y Panorama del Sector <i>Small-Scale</i> de GNL.....	89
a)	Importación.	90
b)	Exportación.	91

ii.	Flota y Pedidos de <i>small-scale</i>	91
iii.	Perspectiva de <i>small-scale</i>	92
f.	Bunkering de GNL.	93
i.	Emisiones y cumplimiento de las regulaciones actuales.	93
ii.	Panorama del abastecimiento de GNL como combustible.	94
iii.	Flota actual y Pedidos.....	94
iv.	Perspectivas para el GNL como combustible.	95
VII.	Conclusión	96
VIII.	Bibliografía	99

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Yacimiento De Gas Natural Y Petróleo	3
Figura 2: Buque Metanero – GNL Carrier.....	5
Figura 3: Methane Pioneer	10
Figura 4: Metaneros “Q-Max”	12
Figura 5: Flota GNL Según Edad.	23
Figura 6: Flota GNL Según Su Tamaño De Capacidad De Carga.....	23
Figura 7: Flota GNL Según Su Sistema De Propulsión.....	24
Figura 8: Flota GNL Según Su Sistema De Contención.....	25
Figura 9: Flota GNL Según Su Bandera.....	27
Figura 10: Flota GNL Según Su Sociedad De Clasificación.....	27
Figura 11: Demanda Global De Energía Por Tipo De Combustible (2019).....	33
Figura 12: Comercio Activo De GNL Entre Países – Número De Rutas (2001-2019).....	35
Figura 13: Número De Viajes Y Carga Total Transportada De GNL (2014-2020).....	36
Figura 14: Venta De Segunda Mano De Metanero – 2000-2020 (Nº De Buques).....	44
Figura 15: Evolución Del Comercio De GNL (2013-2021)	46
Figura 16: Exportación De GNL Global Según Regiones (2015-2021).....	49
Figura 17: Cuota De Exportación Global Entre Los Principales Exportadores (2020)	50
Figura 18: Principales Países Exportadores De GNL Del Mundo (2017-2021) - Mtpa.....	61
Figura 19: Regiones Importadoras De GNL – Cuotas 2020	63
Figura 20: Principales Importadores De GNL - 2020.....	64
Figura 21: Prelude FLNG.....	82

I. Introducción

a. Tema de Estudio y Objetivos.

Hasta comienzos del siglo XX no se comenzó a licuar el gas natural, cuando se desarrollaron las primeras técnicas para poder realizarlo, y se conoció el gran valor que podía tener como combustible. Y hasta la segunda mitad del siglo no se inició a transportarse por mar. Hoy en día se considera al LNG como una posibilidad de combustible menos agresivo con el medioambiente que el resto de los combustibles fósiles.

El transporte de gas natural se realiza fundamentalmente en buques, lo cual es ventajoso ante grandes distancias y cuando los lugares de destino se encuentran al otro lado de océanos, de su lugar de producción. Para su transporte, el gas debe ser licuado en plantas de licuefacción a temperaturas de -160 / -163 °C.

Todo ello se realiza en buques diseñados y construidos específicamente para esta misión, y que requieren de una gran inversión debido a lo sofisticado de su tecnología. El tamaño estándar ahora es de unos 174.000 m³, aunque existen buques de este tipo que pueden transportar hasta 263.000 m³.

Se trata de un sector en auge con una gran cartera de pedidos, muchos buques en construcción y una gran cantidad de nuevos proyectos que requerirán de nuevos buques para poder transportar las cantidades de GNL que comenzarán a producirse, tras su extracción.

Algunos de estos buques están siendo construidos de manera especulativa, mientras que la mayoría se construyen contra la firma de contratos a medio-largo plazo. A su vez, este tipo de contratos son generalmente bajo la fórmula de *time-charter* (fletamentos por tiempo). Aunque también está comenzando a coger fuerza la idea de realizar transportes de LNG en el conocido como mercado *spot*, en *fletamento por tiempo en viaje*.

Por otro lado, nos encontramos con buques más antiguos que están llegando al final de sus contratos a largo plazo, y que se encuentran ante la problemática de la obsolescencia tecnológica y económica para sus propietarios, que deberán decidir qué hacer con ellos ante las diferentes posibilidades que ofrece el mercado: desguace, reconversión en FSRU o la realización de transformaciones.

Todo ello provoca la necesidad en los navieros de conocer en detalle la situación del mercado actual, las perspectivas de éste, analizar profundamente los costes que un proyecto de estas dimensiones (los buques de nueva construcción pueden superar los 200 millones de dólares de inversión), para poder evaluar la posibilidad de obtener beneficios, y si merece la pena tratar de entrar a formar parte de los próximos grandes proyectos relacionados con el GNL, tanto de transporte como de su almacenamiento off-shore.

Debe ser analizado si este negocio tiene potencial de seguir expandiéndose e incluso creando nuevas oportunidades a través de la diversificación, o si hay perspectivas de estancamiento del gas natural a nivel mundial, a modo de poder discernir sobre la capacidad potencial de esta materia prima a nivel global. A través del aumento de demanda energética global esperada para los próximos años, los actores de la cadena del GNL deberán evaluar si podrán beneficiarse de la situación o no analizando el mercado, la estimación de las demandas futuras y de los proyectos aún en ciernes relacionados con el gas natural.

Con todo ello el presente trabajo tratará de ahondar en el actual mercado de transporte de gas natural, ya sea por su comercio global y por regiones, la composición de la flota y su crecimiento esperado, así como tratar de estudiar las nuevas posibilidades que han comenzado a abrirse dentro del sector como nuevos segmentos del mismo que permitirán su globalización y crecimiento en los próximos años. Se buscará confirmar si el GNL será una “*commodity*” globalizada para todo tipo de rangos de mercado y si tiene o no cabida en la actualidad y, sobre todo, a un largo plazo suficiente como para que los diferentes actores del mundo del transporte marítimo consideren viable la inversión en este tipo de proyectos de cara a, por lo menos, los próximos 30-50 años.

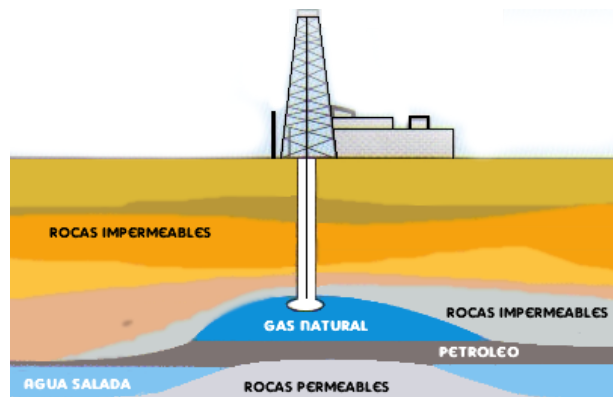
b. Conceptos Básicos.

i. Gas Natural.

El gas natural es una mezcla de varios hidrocarburos ligeros (Reiriz Basoco, 1976) producidos por la destilación natural de materia orgánica en la corteza de la Tierra, a lo largo de varios siglos (García, 2019). Estos yacimientos están en muchas ocasiones, y los más tradicionales, “asociados a la extracción de petróleo crudo”, siendo el gas natural un asociado de este (Reiriz Basoco, 1976). Aunque también existen yacimientos con producción solamente de gas natural, como en Qatar.

Principalmente, al hablar de gas natural, se habla de metano (entre el 85% y el 99%, dependiendo de la reserva de la que se extraiga, aunque también tiene otros componentes, hidrocarburos ligeros como son el etano o el propano (Barranco, 2019).

FIGURA 1: YACIMIENTO DE GAS NATURAL Y PETRÓLEO



Fuente: EnergíasRenovables (2012)

El gas natural es usado ampliamente en servicios domésticos (calefacción y cocinas), así como en la producción de electricidad, en la industria siderúrgica y metalúrgica, fabricación de cal y cemento, en la industria del vidrio, de la cerámica o la industria química (Reiriz Basoco, 1976). Su producción ha ido aumentando anualmente, en parte al verse como un puente entre materias más

contaminantes con altos contenidos en carbono, y energías renovables. Se trata de un combustible más limpio que el resto de los combustibles fósiles, con reducciones significativas tanto de CO₂, como de azufre o de partículas, siendo más eficiente la combustión de gas natural que la de carbón, fueles líquidos o biofuel convencional (Smil, 2015).

ii. GNL: Qué es y Características.

GNL son las siglas de Gas Natural Licuado (LNG en inglés: *Liquefied Natural Gas*). El gas se extrae en estado gaseoso y en las plantas de licuefacción se enfría hasta -160 ° C.

El GNL, al encontrarse a temperaturas tan bajas, reduce su volumen drásticamente, unas 600 veces. Esto permite optimizar su transporte, pudiéndose mover grandes cantidades, lo que, en términos de costes, hace factible económicamente su transporte por mar (Reiriz Basoco, 1976).

Algunas de sus principales características es que este gas es incoloro e inodoro, con lo cual puede no percibirse. Además, es inocuo y no es tóxico, lo cual evita posibles situaciones de riesgos, aunque sí es asfixiante y en espacios cerrados podría provocar pérdidas de sentido (Reiriz Basoco, 1976). Por otro lado, no es corrosivo ni contaminante (Beggs, 1985). Su densidad es de 0,45 m³ / tm, lo que implica que tenga una densidad algo menos de la mitad que el agua (densidad 1). En caso de un posible derrame, el GNL fluiría y se evaporaría, elevándose a la atmósfera y no dejaría residuos.

Aunque sí que es cierto que es inflamable, esto solo ocurre si entra en contacto con el aire en concentraciones de 4,5 a 15% de oxígeno, a la vez que algún elemento que proporcione una cantidad de calor necesaria. Lo que implica que es menos inflamable que otros combustibles.

Por todo ello, las medidas de seguridad en los metaneros son muy importantes. Los tanques deben ser inertizados y ventilados antes de acceder a ellos, la

seguridad contraincendios es también fundamental a bordo, tanto en medios para su extinción como en entrenamiento de la tripulación (Reiriz Basoco, 1976). Y por ello es también crucial una capacidad de almacenamiento suficientemente segura, y con la tecnología suficiente para minimizar las posibles fugas/derrames.

También, debido a su baja temperatura, es criogénico. No debe entrar en contacto con otros objetos que no estén específicamente preparados para ello. Es por ello por lo que su aislamiento térmico es muy importante y hay que evitar cualquier contacto con el GNL.

iii. LNG Carrier.

Se trata del buque especializado para transportar GNL, con sus tanques preparados para recibir el gas natural en estado líquido y mantener su temperatura, además de estar dotado de todas las medidas de seguridad para su transporte, carga y descarga. También se les denomina buques metaneros.

Existen varios tipos de estos buques en función de su sistema de tanques y de su sistema de propulsión. Más adelante se hablará de ellos más detalladamente.

FIGURA 2: BUQUE METANERO – LNG CARRIER



Fuente: Naviera Elcano S.A.

iv. Plantas de Licuefacción.

Instalaciones dedicadas al enfriamiento del gas natural para conseguir su licuefacción a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$. A dicha temperatura, el gas natural pasa a estado líquido a presión atmosférica.

Este tipo de procesos se realiza en muchas ocasiones cerca de los yacimientos de los cuales se extrae el gas natural. Otras veces, el gas se transporta desde los yacimientos a las plantas de licuefacción a través de gasoductos. Ello dependerá de las posibilidades de construcción de la planta, las condiciones del lugar, los permisos necesarios...

v. Plantas de Regasificación.

Se trata de las instalaciones que convierte el gas natural licuado de nuevo a su estado gaseoso, generalmente tras el transporte marítimo, para comenzar su distribución. Para ello se utiliza principalmente agua del mar, que eleva la temperatura del gas natural hasta su punto de ebullición.

Estas instalaciones se suelen situar cerca de la costa, próximas a las terminales de descarga de GNL, para, de este modo, optimizar la logística del proceso.

vi. Boil-Off Gas (BOG).

Se trata del gas que de forma natural se evapora en los tanques de los metaneros durante su transporte. Aunque estos buques tengan sistemas de aislamiento muy sofisticados, estos no son perfectos al 100% (Fluenta, 2018), por lo cual hay un porcentaje mínimo de gas que acaba evaporándose. Este gas evaporado o de ebullición, se usa como combustible en las plantas propulsoras de los metaneros. De este modo, se puede aprovechar un gas que, si no, sería inservible.

Por ello es muy importante el término de *boil-off rate*, que es el porcentaje diario de gas que se evapora en tanques, sobre el total cargado. Este concepto viene dado por la calidad de los tanques y sus sistemas de contención. Cuanto menor sea, mejor serán los sistemas de contención.

Otra posibilidad de manejo del BOG sería la de su relicuefacción, usando una planta a bordo específica para ello, devolverlo a estado líquido y almacenarlo en los tanques. En el primer viaje de GNL por mar, el BOG se venteeó, esto es, se desperdició. Pero a partir de entonces, cada nueva generación de metaneros ha ido reduciendo el porcentaje de gas que se evapora en los tanques, llegando a cifras incluso menores del 0,1% diario.

vii. FLNG.

Las unidades FLNG (Floating LNG, acrónimo en inglés de Unidad de Licuefacción Flotante de Gas Natural), son terminales flotantes que extraen el gas de yacimientos marinos para licuarlo a bordo y posteriormente cargarlo en metaneros convencionales.

Los FLNG pueden ser desde nuevas construcciones, específicamente construidas para esta labor, o pueden ser conversiones de buques metaneros ya existentes. La infraestructura más cercana sería un FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) de crudo.

viii. FSRU.

Siglas en inglés de "*Floating Storage Regasification Unit*", traducción de: Unidad de Almacenamiento y Regasificación Flotante". Una FSRU es un casco de metanero que además cuenta con una instalación que permite regasificar (pasar de líquido a gaseoso) el GNL a bordo. Esto es, tiene una planta de regasificación propia incorporada. La regasificación suele realizarse con agua de mar o con el calor de las calderas a bordo, cuando las autoridades de puerto no permiten la descarga de agua de mar de los vaporizadores.

ix. FSU.

FSU son las siglas de “*Floating Storage Unit*”, que en español significaría: Unidad de Almacenamiento Flotante. Básicamente se trata de un “casco” con la capacidad de almacenamiento de gas natural licuado, pudiendo mantenerlo en su estado líquido, y con el equipamiento necesario para cargarlo y descargarlo. Estas unidades, a diferencia de las FSRU, no cuentan con una planta de regasificación incorporada, por lo cual tan solo son usadas como almacenamiento flotante, y pueden tener, o no, la capacidad de navegación.

x. Fase FEED de un Proyecto.

Siglas en inglés de: “*Front-End Engineering Design*”. Se trata de la fase de un proyecto de gran envergadura en la cual se realiza la documentación del propio proyecto y de la ingeniería asociada, con toda la profundidad necesaria para definir de manera precisa las especificaciones y los fondos necesarios para cubrir todos los gastos asociados, todo ello antes de presentar una oferta definitiva. También conocido como análisis de viabilidad o planificación anticipada del proyecto.

xi. Fase FID de un Proyecto.

FID son las siglas en inglés de “*Final Investment Decision*” (en español, Decisión Final de Inversión), es la fase de un proyecto en la que se aprueba el desarrollo del proyecto como tal, al haber analizado ya los requerimientos necesarios para llevarlo a cabo, los gastos en los que se incurrirá, se ha analizado el futuro beneficio y se ha conseguido la financiación necesaria. Esta fase suele tardar años y es el siguiente paso a la etapa FEED. Por ello, FID es el punto en el proceso de planificación del proyecto de capital en el que se toma la decisión de asumir compromisos financieros importantes. En el punto FID, se realizan los principales pedidos de equipos y se firman contratos con proveedores de algunos servicios.

II. Contexto

a. Breve Historia del Transporte Marítimo de GNL.

El transporte de gas natural se realizó a través de gasoductos durante años. Esto limitaba claramente su expansión global de su utilización desde el lugar de extracción hasta sus posibles destinos, no pudiendo, por ejemplo, ser movido a grandes distancias a miles de millas de distancia.

Hasta la década de los 50 - 60, la mayoría del gas natural de los yacimientos se quemaba. En estos yacimientos se buscaba extraer el crudo y similares, no el gas natural, el cual además no podía ser transportado al no existir en aquel entonces la tecnología necesaria ni haber un mercado de gas al cual abastecer y que fuese rentable económicamente. Por ello, el gas se quemaba y desperdiciaba.

Se considera que la idea de transportar de gas natural licuado fue concebida por primera vez por William Wood Prince, presidente de *Union StockYard and Transit Company de Chicago*. Es por ello por lo que se le ha llamado el "padre del transporte de GNL" (Bainbridge, 2019). También, en mayo de 1915, Godfrey L. Cabot habló sobre la idea de manipular y transportar gas licuado en barcasas fluviales (Cusdin, 1998).

Aunque el concepto y la tecnología de gas natural licuado no es algo nuevo, puesto que ya en 1912 se construyó la primera planta de licuefacción de gas natural del mundo en Virginia (EE. UU.), la cual comenzó sus operaciones en 1917 (Gobierno de Canadá, 2013). La primera planta comercial de licuefacción se construyó en Cleveland (Ohio, EE. UU.), en 1941 para el almacenamiento de gas natural.

A mediados de 1950 se creó una “*joint venture*” llamada Constock, formada por *Union Stockyards, Chicago* y *Continental Oil*, la cual comenzó a desarrollar ideas para transportar GNL.

Pero no es hasta finales de la década de 1950 cuando se desarrolló una oportunidad para vender GNL al Reino Unido, y Constock se unió con el *British Gas Council* para desarrollar el primer sistema de transporte marítimo del mundo para GNL (Noble, 2009).

Por ello, en enero de 1959 se realiza el primer viaje del mundo en barco de GNL. Este buque fue el histórico “*Methane Pioneer*”, que cruzó el océano Atlántico transportando GNL desde el Lake Charles (Luisiana, EE. UU.) hasta Reino Unido (Noble, 2009). El 25 de enero de ese mes este primer buque metanero zarpó desde el río Calcasieu, comenzando así una nueva era para el gas natural y la globalización de su transporte (Bainbridge, 2019).

FIGURA 3: METHANE PIONEER



Fuente: Helderline (2015)

Este “metanero” no era más que un buque de carga general, construido en 1945 y llamado “*Marline Hitch*” (Helder, 2015), que fue dotado de un aislamiento en sus bodegas de madera de balsa, que permitió transportar el GNL. Por lo tanto, no era como tal un buque metanero, desarrollado tecnológicamente para ello. Pero este primer transporte demostró que, incluso de esta manera tan elemental y arcaica, se podía transportar el GNL por mar con seguridad. Por ello, si además

se desarrollaban buques más específicos, se podría además optimizar aspectos como el *boil-off gas*, que en ese momento se ventó, y mejorar el rendimiento para todas las partes.

A partir de entonces se comenzaron a diseñar y construir metaneros de manera específica, buscando solucionar problemas relacionados con el aislamiento de los tanques, así como elementos de seguridad propios para tratar con GNL.

En 1964 entraron en servicio los buques: *Methane Princess* y *Methane Progress*, de entorno a 27.400 m³ de capacidad de carga. El primero de ellos entregó el primer cargamento comercial de GNL del mundo desde el puerto de Arzew, en Argelia, a Canvey, en Reino Unido, en octubre de 1964 (Bainbridge, 2019).

Estos barcos estaban equipados con tanques de carga independientes de aluminio, un sistema llamado “*Conch*” (en la actualidad no se utiliza). Entre ambos, realizaron alrededor de 1.000 viajes antes de ser desguazados en la década de los 90 (Noble, 2009).

Ya a finales de la década de los '60, y ante la posibilidad de hacer negocio transportando GNL a Japón, se construyeron metaneros con capacidad de algo más de 70.000 m³. Estos fueron los llamados *Methane Polar* y *Methane Artic*, posteriormente renombrados como *SCF Polar* y *SCF Arctic*, tras su compra por SovComFlot. Estos buques permitieron abrir el mercado del transporte marítimo hacia Asia, lo cual fue un enorme impulso para el desarrollo tanto de metaneros más modernos como de infraestructuras de gas en Lejano Oriente.

Es también relevante comentar que a comienzos de la década de los 70 se construyeron en Estados Unidos una serie de metaneros, entre los cuales se encontraban los primeros buques con tanques de tipo Moss *Rosenberg* (esféricos).

Ya a finales de la década de 1970 se entregaron los primeros buques con capacidad de carga mayor de 120.000 m³, que además llegaban a velocidades

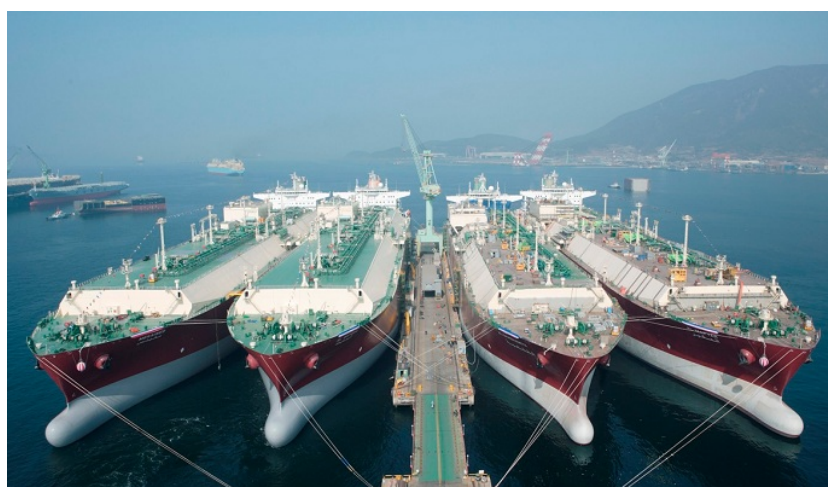
de servicio cercanas a 20 nudos (Noble, 2009). Eran buques de turbinas de vapor, que consumían el boil-off gas.

Poco a poco comenzaron a construirse plantas de licuefacción y de regasificación en diferentes lugares del mundo y el tráfico del transporte marítimo de gas natural licuado comenzó a desarrollarse.

El desarrollo tecnológico de los metaneros ha evolucionado desde los primeros años. En términos de propulsión, se pasó de las turbinas de vapor a los motores de 4 tiempos y, posteriormente, a los actuales motores de 2 tiempos, con menores consumos. Además, en cuanto a la capacidad de carga, los actuales buques en construcción llegan a los 180.000 m³. En cuanto al aislamiento de tanques, hoy en día los porcentajes de boil-off gas diario se sitúan por debajo del 0,1%.

Entre 2007 y 2010 se construyeron 14 buques de 266.000 m³ (llamados *Q-Max*), contruidos específicamente para la terminal de Ras Laffan, en Qatar, y siendo los metaneros más grande que existen aún. Estos buques están fletados a QatarGas y RasGas. Además, fueron contruidos en Corea del Sur, en los astilleros de *Samsung Heavy Industries* y *Daewoo Shipbuilding*.

FIGURA 4: METANEROS “Q-MAX”



Fuente: Maritime Connector

En la actualidad, los metaneros de la llamada cuarta generación son buques de unos 174.000 m³ con motores duales, que transportan GNL por todo el mundo a través de más de 300 rutas.

b. Cadena de Suministro de Gas Natural y GNL.

Por cadena de gas natural se hace referencia a las diferentes etapas por la que el gas natural pasa desde su yacimiento de producción hasta el consumidor final (Álvarez et Balbás, 2003). En la industria de GNL existe una gran orientación hacia la seguridad, tanto en la consecución de sus operaciones (“*safe and secure*”), desde el punto de vista ingenieril y de competencias personales, hasta el correcto tratamiento del propio gas en cada fase del proceso, basado en sus propiedades y características; así como por los códigos y regulaciones desarrollados para la propia industria, que han ido mejorándose con los años y la experiencia (Mokhatab et al, 2014).

Es necesario puntualizar que el transporte marítimo de GNL es solo una parte de toda la cadena de suministro de gas natural. Esto quiere decir que el “*shipping*” debe también acoplarse a toda la dinámica gasística para que no se descuadre nada en todo el proceso. Por ello, y, para poder entender correctamente el proceso en su generalidad, a continuación, se explicará brevemente cómo es esta cadena de abastecimiento.

i. Cadena de Gas Natural.

Todo el proceso, como es coherente, comienza con el descubrimiento de un yacimiento de gas, lo que sería el primer paso. Aunque parezca una obviedad, es necesario realizar exploraciones para encontrar estos yacimientos y verificar que tengan las reservas mínimas que hagan rentable su explotación, así como que sea accesible.

A partir de ahí comenzará el proceso de análisis del proyecto, cálculo de costes y estimaciones de beneficios, para poder dilucidar si el nuevo proyecto en

ciernes será o no rentable. Dependiendo de dónde se encuentre localizado y cuál acabe siendo el destino del gas, se valorará que su transporte hasta los consumidores sea mediante gasoducto o en buques metaneros o ambos. Por lo general, se estima que hasta los 3.000 kilómetros de distancia entre el lugar de producción y el de consumo es más rentable el uso de gasoductos.

En el análisis se valorarán aspectos tan variados como la legislación y normativas necesarias para llevarlo a cabo y no violar la legalidad, así como otros temas como el análisis del lugar de construcción de una planta de licuefacción, el tamaño del terreno, o los costes de todo ello. Este punto suele demorarse más por todo lo que implica: avanzar o no con el proyecto, sabiendo que una vez se tome la decisión puede no haber vuelta atrás.

Una vez que comiencen las operaciones, empieza la cadena de abastecimiento, la cual podríamos dividir en los siguientes escalones, en la cual interviene el transporte marítimo, que es la que nos interesa en este estudio:

a) Fases de la Cadena de Gas Natural.

Primeramente, encontramos la fase “*upstream*”, con la exploración y producción, que tiene implícito la licuefacción del gas natural en una planta de licuefacción, permitiendo así que el gas pueda ser transportado en un buque metanero en estado líquido.

Existen diferentes técnicas de búsqueda de yacimientos. La más primitiva es la constatación visual de emanaciones en la superficie. Pero la demanda creciente tanto de petróleo como de gas natural ha obligado a lo largo de los años al desarrollo de técnicas más depuradas y precisas tanto geológicas como geofísicas (técnicas sísmicas, de magnetometrías y de gravimetría), así como sondeos de exploración (Álvarez et Balbás, 2003).

Tras la localización del yacimiento, se realizará la perforación con unidades específicas, con los mecanismos de producción y recuperación de reservas necesarios y acordes a cada yacimiento. Tras ello, se tratará el gas natural extraído del yacimiento según sus características (el gas natural de cada yacimiento tiene ciertas particularidades propias en porcentaje de composición y consecuentemente en propiedades específicas). Entre estos tratamientos encontraríamos la eliminación de gases ácidos y la eliminación de otros compuestos no deseados y que contaminan el gas natural (Álvarez et Balbás, 2003).

Por último, en esta fase se produciría la licuefacción en terminales específicas, para poder licuar el gas y conseguir reducir su volumen hasta en 600 veces, para hacer viable su transporte en metaneros. En caso de que el gas fuera transportado por gasoducto, no se licuaría.

A continuación, entraríamos en la fase conocida como "*midstream*", que, en referencia al transporte marítimo de GNL, estaríamos hablando del propio transporte del gas en buques metaneros. Además, también entraría en esta fase la regasificación del GNL en el lugar de destino. Por ello, al analizar el proyecto previamente, se tendrá en cuenta no solo posibles inversiones y legislaciones que puedan estar relacionadas con todo ello en el país de extracción del gas, sino también en los lugares de destino. Cada parte del proyecto deberá realizar su análisis para que todo en su conjunto sea viable.

Por último, encontraríamos la fase de "*downstream*", que abarcaría la distribución, la generación de energía y el consumo de dicha energía por parte de los consumidores finales. Una vez regasificado el GNL, este pasará a las redes de transporte. Pudiendo realizarse un primer almacenamiento, antes de ser dirigido hacia las redes de distribución, que tendrán como finalidad los consumidores del gas.

Es un proceso largo, en el que intervienen muchos actores y muchos elementos de diversa índole, y. que debe estar todo engranado a la perfección.

ii. Cadena de GNL Vía Transporte Marítimo.

Con todo ello, lo que más nos incumbe sería, además del transporte marítimo, los terminales de carga y descarga, en las cuales se situarán (o cerca de ellas), las plantas de licuefacción y regasificación, respectivamente. Y con ello, la ruta marítima que deberá navegarse. A continuación entraremos algo más en detalle en esta parte de la cadena del gas natural.

Tras el tratamiento del gas natural antes citado, el gas llega a la planta de licuefacción en la cual se enfriará a $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$. este proceso requiere de una gran cantidad de energía. Hasta este punto el gas suele llegar a través de gasoductos, y parte del gas de este caudal se usará como alimentación para la planta. En la planta se eliminan hidrocarburos pesados asociados al gas natural y se eliminan gases ácidos. Existen distintos procesos para el enfriamiento del gas, como: refrigerante mixto, refrigerante mixto con preenfriamiento con propano y proceso en cascada” (Álvarez et Balbás, 2003).

Tras estos procesos, el GNL producido se almacenará en tanques, específicos técnicamente para su correcta contención, permitiendo el buen funcionamiento de la planta de licuefacción hasta que sea transportado por un metanero.

El siguiente paso que se produciría sería el propio transporte marítimo. Los metaneros son buques especializados para transportar GNL, debido a todas sus características, previamente mencionadas. Son buques muy caros debido a toda la tecnología asociada a ellos, especialmente los materiales usados en sus tanques para mantener fría la carga, sus sistemas de propulsión dual (actualmente), o los sistemas de seguridad que requieren.

Al llegar a su destino en el puerto de descarga, el GNL será tratado en una terminal de regasificación. En ella, el gas volverá a su estado gaseoso mediante técnicas específicas en las que intervienen elementos como compresores criogénicos o bombas, y en donde el agua de mar se usa para elevar la temperatura del GNL, mediante circuitos con tuberías, antes de volver al mar.

iii. Productores de Gas Natural.

En cuanto a los productores de gas natural, desde el punto de vista de la procedencia de las reservas de esta materia, se hace referencia a los países en los que se hayan dichos yacimientos y que son explotados satisfactoriamente. Se estima que tanto en 2019 como en 2020 se produjeron casi 4 billones de metros cúbicos de gas natural en el mundo (*“4,000 billion cubic meters, con sus siglas bcm, en numeración inglesa*), siendo los principales países productores, con bastante diferencia, Estados Unidos y Rusia (*World Energy Trade, 2021*). Son pocos países los que controlan la mayoría de la producción mundial.

Por otro lado, es preciso comentar que las cifras de producción de gas natural no son las cifras de exportación de este, puesto que los propios países productores necesitan consumir parte de lo que produce. Algunos países productores no llegan a exportar, o consumen la mayoría de su producción. En apartados más adelante se hablará más en detalle sobre la exportación e importación de GNL y quienes son los principales actores.

Los norteamericanos consiguieron producir en 2019 en torno a 920 mil millones de metros cúbicos (920 bcm), lo que supuso un 23% de la producción mundial, y un aumento del 10% respecto al año anterior (Enerdata, 2020). Este gran crecimiento que ha venido experimentando Estados Unidos ha sido impulsado por el *fracking* o fractura hidráulica (método en el que se inyecta agua con aditivos químicos y arena a alta presión para fracturar la roca y liberar el gas) (Martins, 2013).

Por su parte, Rusia llegó a producir 679 mil millones de metros cúbicos (bcm), suponiendo un 17% del total global. La empresa Gazprom, compañía estatal, se encargó del 68% de esta cantidad.

A continuación, encontraríamos a Irán con algo más de 240 bcm, Qatar y China con más de 170 bcm, seguidos de cerca por Canadá, con 160-170 bcm (*World Energy Trade, 2021*).

Es importante destacar que, aunque EE. UU sea el mayor productor mundial, debido al consumo propio, no es el mayor exportador. Del mismo modo, no todos los países exportadores lo son mediante la licuefacción del gas, puesto que, por ejemplo, Rusia exporta una gran cantidad de gas natural a Europa, pero lo hace en su gran mayoría mediante gasoductos. Por ello, es Qatar el mayor productor de GNL del mundo y el mayor exportador. Además, recientemente se ha aprobado el proyecto para aumentar su capacidad productora con la explotación de nuevas reservas hasta ahora no extraídas.

III. Flota de Metaneros

a. Principales Factores de los Buques Metaneros.

Hoy en día existen varios tipos de buques metaneros operando en el mercado. Dependiendo de sus características, estos buques podrán ser considerados, o no, para proyectos específicos. Por ello, es muy importante conocer las principales características de cada buque metanero, ya que cada uno tiene su nicho de mercado y tendrá un flete diferente.

Un primer punto a tener en cuenta, y que dice mucho sobre cada buque, es la edad, el año en el que fue construido. Lo cual, junto con el astillero constructor, podría ya confirmar implícitamente qué tipo de buque es y su tecnología. A su vez, es necesario tener en cuenta que los buques tienen una vida útil y por ello, ante, por ejemplo, la necesidad de encontrar un buque para un proyecto determinado de largo plazo, podrán quedar descartados metaneros que les quede menos vida útil que el plazo del proyecto.

Otro aspecto para tener en cuenta es la capacidad de carga. Como hemos visto, los primeros buques apenas llegaban a 30.000 m³, pero posteriormente se comenzó a incrementar la capacidad de los tanques. Se han llegado a construir buques de GNL de 266.000 m³ (los Q-Max del proyecto de Qatar ya mencionados), pero estos buques no fueron en ningún momento modelos a seguir para la industria, y no se han construido más buques de estas dimensiones para otros proyectos. Por razones comerciales no se requiere transportar más cantidad que los actuales buques de en torno a 180.000 m³, se trata ya de la optimización de volumen para los tráficos actuales, la oferta/demanda y las capacidades de las propias plantas de licuefacción y regasificación, todo en su conjunto.

También es importante el sistema de propulsión, en cuanto a la eficiencia del metanero en términos de consumo de combustible, qué combustible puede

consumir y la velocidad a la que puede navegar. De este modo, podemos decir que aún existen metaneros con propulsión de turbina de vapor, con motores de cuatro tiempos con propulsión dual (DFDE: *dual Fuel Diesel Electric*; o TFDE: *Tri-Fuel Diesel Electric*) y más recientemente, con motores de dos tiempos: donde encontramos los motores MEGI (basados en la inyección de gas) y los XDF (enfocados a la baja presión).

No vamos a entrar en detalles técnicos, más propios de estudios de ingeniería, sobre los motores y la propulsión, pero sí conviene comentar algunos conceptos para entender correctamente esta evolución tecnológica, de gran importancia para el sector: los metaneros de turbina de vapor consumen alrededor de 180 toneladas métricas (tm) al día, mientras que los motores de cuatro tiempos redujeron el consumo a 140 toneladas métricas. Por su parte, los modernos motores de dos tiempos tienen un consumo de 100 tm/día, y manteniendo la velocidad en entorno a 19,5 nudos. Los tres tipos de propulsión consumen el *boil-off gas* que se produce en los tanques como consecuencia natural de la ebullición del gas natural licuado dado que el aislamiento de los tanques no es perfecto al 100%. Si no, este gas sería venteado y se perdería.

Por último, debemos considerar las tasas de *boil-off gas* que los metaneros “generan”. Hoy en día los buques de GNL cuentan con aislamientos que han permitido reducir esta cifra hasta el 0,1%-0,09%, cuando hasta 2010, esa cifra se situaba entorno al 0,14%, y anteriormente aún era mayor. Por lo tanto, menos gas que se “pierde” del total que debe ser descargado, y por el cual se paga al fletador.

i. Generaciones de Metaneros.

Con todo lo anterior, se puede definir hasta cuatro generaciones diferentes de metaneros. Como la primera generación de buques ya están desguazados, comentaremos brevemente las demás generaciones:

Forman parte de la segunda generación los buques de turbina de vapor construidos hasta 2007, poco eficientes en consumo, con mayores tasas *de boil-off gas* y con capacidad media de entre 1200.000 y 130.000 m³, llegando los últimos buques de este tipo construidos hasta 155.000 m³.

La tercera generación está formada por los buques construidos entre 2007 y comienzos de la década de 2010, siendo estos buques de motores de cuatro tiempos, con tasas de boil-off gas del 0,15%-0,14% de media, y capacidad hasta 175.000 m³.

Por último, la cuarta y más reciente generación de metaneros, es la formada por aquellos buques con motores de dos tiempos, con tasas de boil-off de 0,10% de media y capacidad en tanques para 180.000 m³.

b. Flota Actual de Buques Metaneros.

La flota de metaneros a primeros de junio de 2021 se cifra en 648, de los cuales 596 tienen más de 40.000 m³ de capacidad de tanques. Entre estos buques encontramos aún unidades con más de 40 años desde su construcción, y que se encuentran en sus últimos momentos de vida útil.

Con respecto al año pasado, en 2020 la flota creció un 4,9% en términos de número total de buques, y un 5,3% en términos de capacidad de carga. Esto implica que, además de que la flota mantiene un crecimiento año tras año, los buques que se entregan cada vez tienen mayor capacidad de carga con respecto a la media de la flota activa.

A su vez, las estimaciones para 2021 son que la capacidad de carga de la flota aumente un 10,3%, lo que supone un crecimiento por encima de los años anteriores. Esto se debe en parte a que en el año 2020 no se entregaron todos los buques previstos como consecuencia de algunos retrasos provocados por la situación de incertidumbre y confinamientos por el Covid-19. Hay que tener en

cuenta que a partir de este año comenzarán a operar nuevos proyectos de producción y transporte de gas natural licuado. De cara a 2022, la estimación es de volver a tener un crecimiento menor del 5%.

Con ello, se estima que la capacidad de carga total de los metaneros operativos superará los 100 millones de metros cúbicos este 2021, o, como muy tarde, a lo largo de 2022, y que continuará progresiva y constantemente incrementándose en los próximos años.

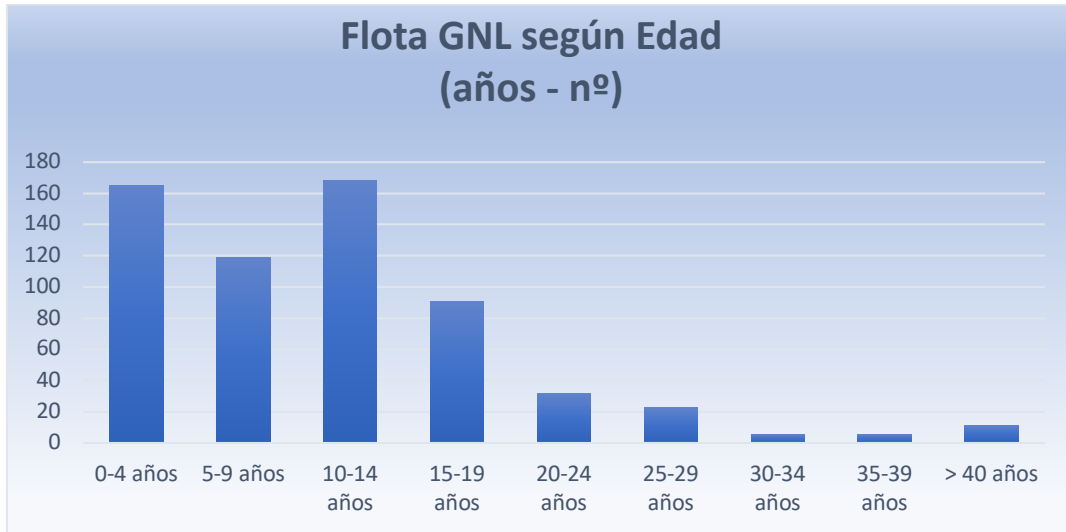
Mientras tanto, 6 buques con un total de 780 mil metros cúbicos fueron desguazados en 2020. Aunque sea una cifra relativamente baja en comparación con otros sectores de transporte marítimo, representa el número más alto de ventas para desguace registrado hasta la fecha en un solo año.

i. Flota de buques metaneros Según su Edad.

En cuanto a la edad de los buques, se puede afirmar que la media de edad de los buques metaneros es baja, situándose entre 11 y 12 años. Los metaneros pueden llegar a ser útiles hasta pasados los 40 años. Es cierto que los buques más viejos puedan necesitar algunas reparaciones para seguir operando a tal edad, o directamente reconvertirse (como podría ser el paso de los buques de turbina de vapor a FSU/FSRU, al ser buques obsoletos tecnológicamente y con ineficiencia operativa y de consumo).

El número de buques con menos de 15 años llega al 72% del total. Pero, además, los buques menores de 5 años suponen el 26% de la flota activa, esto es, más de una cuarta parte. Mostrando claramente la juventud de la flota de metaneros. Esto ha sido provocado por el florecimiento en los últimos años del sector del gas natural licuado y por la construcción de nuevas plantas de licuefacción.

FIGURA 5: FLOTA GNL SEGÚN EDAD.

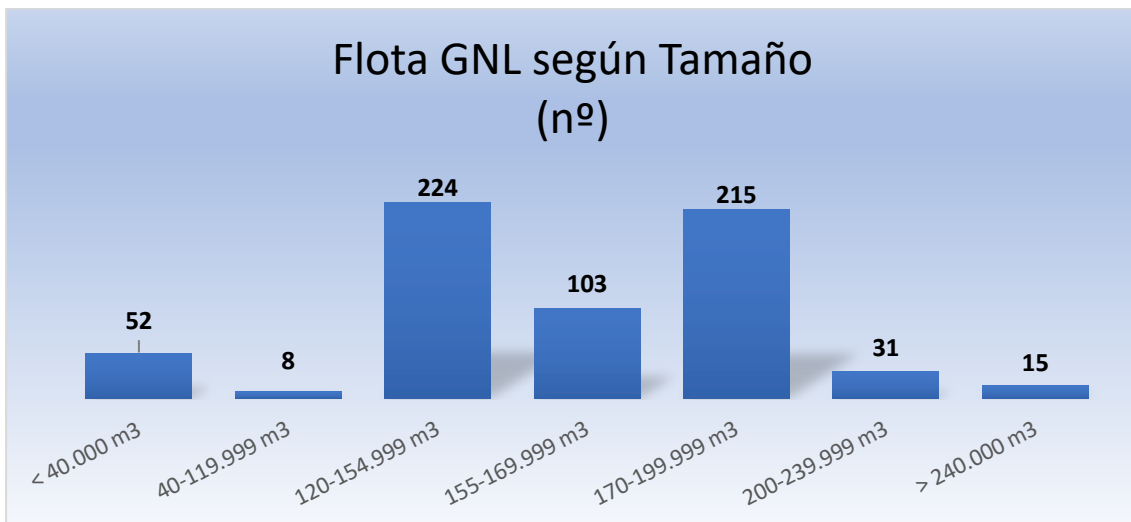


Fuente: *Clarksons Research*, 2021. Elaboración Propia.

ii. Flota de Buques Metaneros Según su Capacidad de Carga.

Por otro lado, es de gran relevancia diferenciar la capacidad de carga de los buques, cuántos buques se encuentran en cuál escalón de tamaño, así como la capacidad total de la flota.

FIGURA 6: FLOTA GNL SEGÚN SU TAMAÑO DE CAPACIDAD DE CARGA



Fuente: *Clarksons Research*, 2021. Elaboración Propia

Existen dos grandes grupos en los que se encuentran la mayoría de los buques. Por un lado, aquellos entre 120.000 m³ y 155.000 m³, que equivalen en su gran mayoría a buques de la segunda generación de metaneros (turbina de vapor).

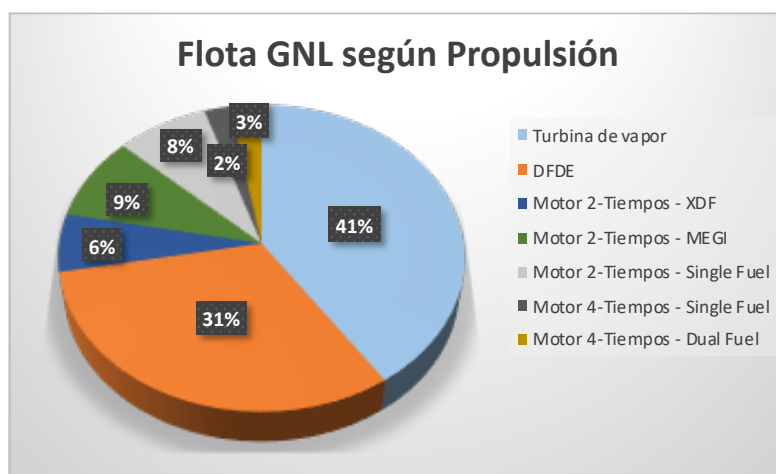
Los buques entre 170.000 m³ y 200.000 m³ ocupan el segundo gran peldaño, que corresponden, principalmente, a los metaneros de cuarta generación, aunque también entraría aquí algunos de la tercera generación. Los buques de mayor capacidad (+200.000 m³) son los Q-Max y los Q-Flex del proyecto qatari ya mencionado anteriormente.

iii. Flota de Buques Metaneros Según su Sistema de Propulsión.

El sistema de propulsión que aún impera en la flota activa es la turbina de vapor, puesto que el 41% de los buques de GNL cuentan con este sistema. El siguiente tipo más utilizado sería el motor DFDE (*Dual Fuel Diesel Electric*).

Los buques con motores de dos tiempos, los de la cuarta generación y los más eficientes (con mayor grado tecnológico y más caros), aún son una minoría, ya que sumando los tres tipos de motores de esta categoría (MEGI, XDF y otros motores de dos tiempos “*single fuel*”), tan solo el 23% del total de flota cuenta con ellos. Pero teniendo en cuenta que son los que menos tiempo llevan en mercado, que la mayoría de las nuevas contrataciones llevarán estos motores, y que buques de turbinas de vapor irán siendo desguazados o reconvertidos, irán acercándose a un puesto más predominante en poco tiempo.

FIGURA 7: FLOTA GNL SEGÚN SU SISTEMA DE PROPULSIÓN

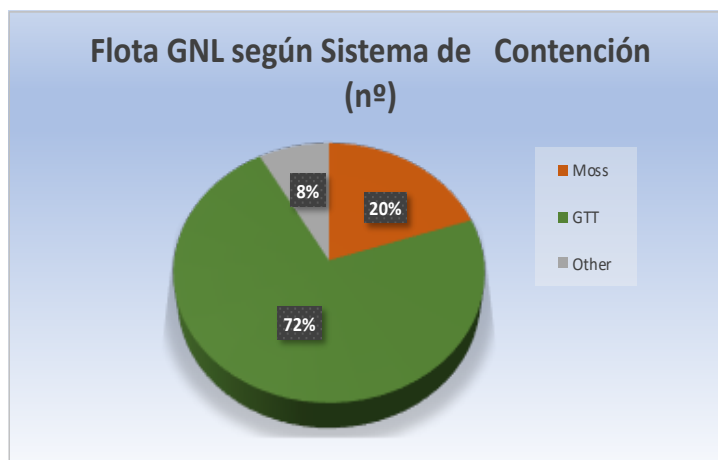


Fuente: *Clarksons Research*, 2021. Elaboración Propia.

iv. Flota de Buques Metaneros Según su Sistema de Contención.

Se pueden clasificar los buques de GNL según el sistema de contención y aislamiento de la carga. Podemos dividir los buques metaneros entre los dos sistemas principales: Moss Rosenberg (tanques esféricos), GTT (*GazTransport Technigaz*) (membranas que se encuentran acopladas al propio casco). Finalmente hay un número reducido de buques con otros tipos de tanques menos convencionales.

FIGURA 8: FLOTA GNL SEGÚN SU SISTEMA DE CONTENCIÓN



Fuente: *Clarksons Research*, 2021. Elaboración Propia.

Los tanques de membranas son aquellos cuya conformación acompaña las formas del barco, como bodegas de un carguero. Estos tanques pueden sufrir de “*sloshing*”, por el efecto de fuerzas creadas por las superficies libres en los tanques por el movimiento del GNL en ellos por los balanceos que pueda sufrir el buque al desplazarse por el mar, lo que podría provocar daños a la estructura. Por ello existe un mínimo y un máximo de cantidad de GNL que debe permanecer siempre en los tanques ante cualquier viaje o incluso en los fondeos, si no se encuentra vacío del todo.

Los tanques tipo Moss son tanques de metanero independientes de la estructura del propio buque que tienen forma esférica y son autoportantes. Estas esferas se insertan en el barco y permiten evitar el *sloshing*, aunque no dejan espacio para *topsides*. Siendo *topsides* toda la instalación en cubierta necesaria en los

FLNG que permite tratar el gas y otros procesos, como sistemas de actuación y gestión de pozos, tratamiento de calidad del gas o las plantas de enfriamiento. Más adelante se hablará de estas unidades flotantes.

Con esta idea, el principal sistema hoy día es el de membranas de tipo GTT, esto es, de buques más finos de casco que aprovechan esta optimización para conseguir una mayor capacidad de carga con mucho menor registro bruto.

Además, su coste de construcción es sensiblemente menor que el de los buques de esferas. La diferencia es bastante ostensible, ya que este sistema lo usan unos 448 buques metaneros, frente a 124 buques que usan el sistema de esferas Moss. El resto, unos 50 buques, tienen instalados otros sistemas.

Los buques en cartera de pedidos son mayoritariamente buques de membrana. Los metaneros de esferas van perdiendo importancia y su proporción sobre la flota total disminuyendo. Los sistemas de membrana han acabado imponiéndose por sus ventajas, como la mayor rapidez de puesta en frío o su hidrodinámica y optimización, a pesar de la posibilidad de “*sloshing*”, lo cual está bastante controlado por los protocolos propios de los buques metaneros en la actualidad.

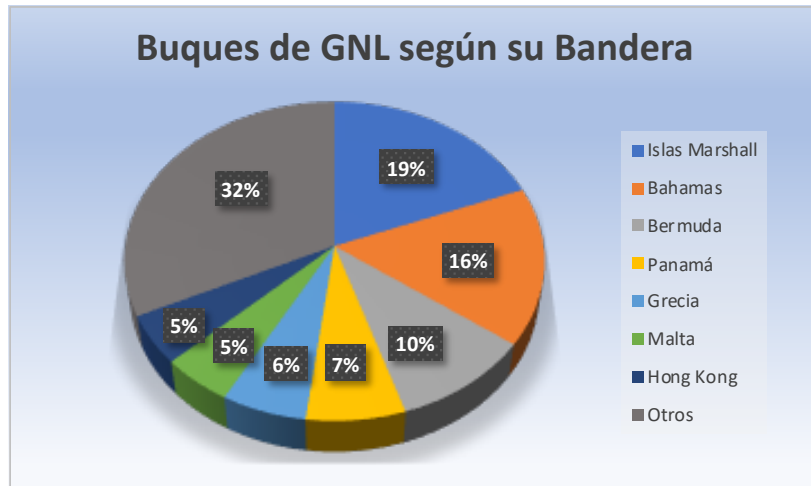
v. Flota de Metaneros en Función de su Bandera y Sociedad de Clasificación.

Por último, es de interés conocer cuales son las principales banderas que enarbolan estos buques, para poder entender cuales son los registros más utilizados, y por ello, cuales son los que ofrecen mayores ventajas tanto en términos de tripulaciones y toda la logística que estas requieren, como otros temas como puedan ser la seguridad y la fiscalidad.

A finales de 2020, se utilizaban hasta un total de 30 registros por los diferentes metaneros operativos, existiendo un gran dominio por tres de ellos: Islas Marshall, Bahamas y Bermuda. En términos de capacidad, Islas Marshall cubre el 19% del total mundial, frente al 16% de Bahamas y un 10% de Bermuda. En

total, estas tres banderas ostentan el 45% de la capacidad mundial, casi la mitad. Las banderas de Panamá, Grecia, Malta y Hong Kong también son reseñables en este sentido, aunque por ahora no se acercan a las tres predominantes.

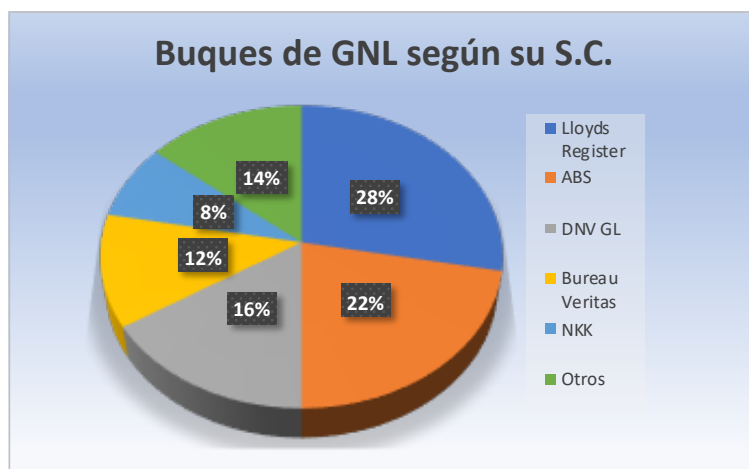
FIGURA 9: FLOTA GNL SEGÚN SU BANDERA



Fuente: *Clarksons Research*, 2021. Elaboración Propia.

En cuanto a las sociedades de clasificación, nos encontramos algo parecido, con dos de ellas que alcanzan el 50% del total: Lloyd's Register y ABS (American Bureau of Shipping). En total hay 9 sociedades en el sector del GNL en estos momentos. Las siguientes en importancia son: DNV GL, Bureau Veritas y NKK (*Nippon Kaiji Kyokai*).

FIGURA 10: FLOTA GNL SEGÚN SU SOCIEDAD DE CLASIFICACIÓN



Fuente: *Clarksons Research*, 2021. Elaboración Propia.

c. **Cartera de Pedidos.**

La cartera de pedidos de metaneros a principios de 2021 era de 163 buques (equivalente a su vez a un total de 24,9 millones de m³, una media de 152.000 m³ por buque), para ser entregados entre 2021 y 2023 incluidos, y que equivalen al 27% de la capacidad de la flota. En términos porcentuales sobre la flota de los últimos años, la cartera de pedidos ha mantenido cierta constancia, pero de cara a este año y los dos próximos, y gracias a los últimos pedidos realizados para afrontar los nuevos proyectos internacionales, el “*orderbook*” de metaneros se encuentra en su nivel más alto desde octubre de 2017.

Del total de pedidos, 140 pertenecen a buques de entre 170.000 y 190.000 m³, rango que se ha convertido en el estándar hoy en día. Ello supone el 87,5% de los pedidos actuales registrados en astilleros. El resto de los buques a entregar en este período se tratan de 19 metaneros de menos de 40.000 m³ y otros 4 entre 40.000 y 120.000 m³.

A su vez, del total de pedidos, un 92% tendrán motores de 2 tiempos (entre MEGI y XDF) y un 8% tendrán sistema DFDE. El resto de los sistemas de propulsión actuales, han quedado obsoletos por su alto consumo.

Por otro lado, el brote de Covid-19 y la consiguiente bajada de precios del gas influyeron en el desarrollo de nuevos proyectos de GNL en el 2020 y, por ello, el interés por las nuevas construcciones y la contratación de metaneros ha sido menor de lo esperado.

Mientras tanto, el proceso de contratación de buques por QatarGas para su ampliación de la explotación de yacimientos en su *North Field* ha mantenido el impulso y *Qatar Petroleum* ha firmado contratos para la reserva en astilleros para más de 150 buques, con entrega en la ventana 2023-2027. Estas reservas se convertirán en pedidos en firme a astilleros por parte de los armadores a partir de 2021, cuando finalicen los concursos de adjudicación.

Por otra parte, el proyecto de gas en Mozambique podría dar lugar a nuevos pedidos de y la necesidad de buques para *Novatek* puede también provocar pedidos de metaneros con Arct7 y “*ice class*”.

i. Astilleros de Construcción de Metaneros.

Hoy en día los buques metaneros se construyen en su totalidad en Asia, principalmente en Corea del Sur, pero también se construyen este tipo de buques en China, que poco a poco va cogiendo fuerza y experiencia y en Japón, país especializado en buques de esferas.

Según Clarksons, entre finales de 2020 y 2022 se entregarán más de 100 metaneros. Si tenemos en cuenta los pedidos para entrega en 2023, este número sube a 160 buques. La gran mayoría serán buques de entre 170.000 y 180.000 m³.

Los astilleros de Corea del Sur registraban más del 90% de la construcción de metaneros de estas dimensiones, destacando los tres gigantes: los astilleros del grupo *Hyundai Heavy Industries*, con prácticamente un 40% del total de pedidos; el astillero del grupo *Samsung Heavy Industries*, con en torno al 30% del total y *Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering* con un 25%.

En China, dentro de este rango de buques de cuarta generación, encontramos una serie de astilleros como *Hudong-Zhonghua Shipbuilding* o *South China Shipyard (SCS)*, que se encuentran construyendo el resto de los buques metaneros para entregas entre este año y el que viene.

Otros astilleros de construcción de metaneros de dimensiones menores, usados para otro tipo de proyectos, son: *Keppel Nantong* (China), *Jiangsu Hantong* (China) o *Kawasaki Heavy Industries Sakaide Works* (Japón). Los pedidos de estos buques menores no llegaban al 20% del total de pedidos a finales de 2020.

IV. Análisis del Sector del Transporte Marítimo de GNL.

a. Comentario Sobre el Desarrollo Económico en el 2020.

A comienzos del 2020 todas las previsiones apuntaban, y los expertos pronosticaban, un año de mejoría y de cambio de tendencia con la desaceleración de la década anterior, y que esta tendencia se vería, a su vez, continuaría en el 2021. Poca gente vaticinaba en aquel entonces que las consecuencias del Covid-19 iban a ser tales que cambiarían la concepción mundial de la propia forma de vivir, y, como no, dando un vuelco al comercio internacional.

Como consecuencia de la pandemia, 2020 fue un año muy complejo y desafiante para todos los sectores económicos. La actividad de la economía mundial sufrió una caída de en torno al 4%, llegando al 5% en muchos países desarrollados, que han sido los que más han sufrido por culpa de esta pandemia.

Del mismo modo, el comercio mundial cayó más de un 9%, de acuerdo con los datos de la Organización Mundial del Comercio. Como es obvio, el sector servicios y especialmente el turismo, fueron los principales damnificados de esta situación, económicamente hablando.

Muchos países confinaron a su población, lo que paralizó más aún el comercio, tratando de reducir los contagios entre la población, mientras que otros países trataron de mantener la economía lo más activa posible. Tanto para unos como para otros, la situación no fue positiva en ningún sentido, ni en economía ni en salud y registros de contagios.

El segundo trimestre, cuando se agudizó la pandemia, y con ello las grandes restricciones y miedos, fue el peor momento también para la actividad económica. Las perspectivas para 2021 y 2022 son positivas, previéndose una recuperación global, aunque no se alcanzarán los niveles pre-pandemia a corto plazo.

b. Análisis del Mercado de Transporte Marítimo a Finales de 2020.

El transporte marítimo no se ha librado de esta caída económica generalizada en el año 2020, en ninguno de sus sectores, tanto en carga seca, como líquida o el transporte de gas natural licuado. La caída en el sector marítimo, especialmente en el segundo trimestre como en el resto del comercio mundial, ha sido evaluada en una cifra levemente superior al 3,5%.

A todo ello hay que sumarle la entrada en vigor de la nueva normativa de reducción de emisiones IMO 2020. Esto llevó a los armadores a decidir entre instalar los famosos “*scrubbers*” en sus buques, para continuar usando combustibles con alto azufre o pasar a consumir combustibles bajos en azufre, sensiblemente más caros. Pero en este aspecto la pandemia tuvo un efecto “positivo” en el diferencial de precios de los combustibles, desde el punto de vista de los armadores que no instalaron *scrubbers*, puesto que en el segundo trimestre los precios del crudo se hundieron, y, como consecuencia, este diferencial colapsó. De una diferencia superior a US\$ 300 por tonelada pasamos en pocas semanas a unos US\$ 50 que se mantuvo en estos niveles hasta el hasta el último trimestre del año.

La situación general se reflejó en desafíos operativos y logísticos que conllevaron interrupciones en los tráficos, como la congestión portuaria o problemas logísticos en los cambios de tripulación, que en muchos casos han tenido que permanecer a bordo más meses de lo habitual y de lo estipulado en la normativa internacional.

El transporte marítimo de carga seca sufrió una contracción en volumen ligeramente superior al 2%, siendo el peor dato anual registrado en la última década. Solo el aumento de un 9% de las importaciones chinas, principalmente mineral de hierro, pero también de grano, permitió compensar parcialmente la falta de demanda de otras regiones.

Por su parte, el transporte de carga líquida cayó en un 7% en el crudo, y algo más del 10% para los productos derivados del petróleo. Esto vino a agravar la

debilidad del mercado del año 2019, donde se habían producido ligeras disminuciones de volúmenes transportados.

En resumen, pese a que la incertidumbre ante nuevas complicaciones sanitarias sigue siendo alta, las previsiones para 2021 son positivas, y las proyecciones iniciales para 2022 sugieren un mayor potencial de alza del mercado.

c. Panorama del Mercado de Gas y GNL.

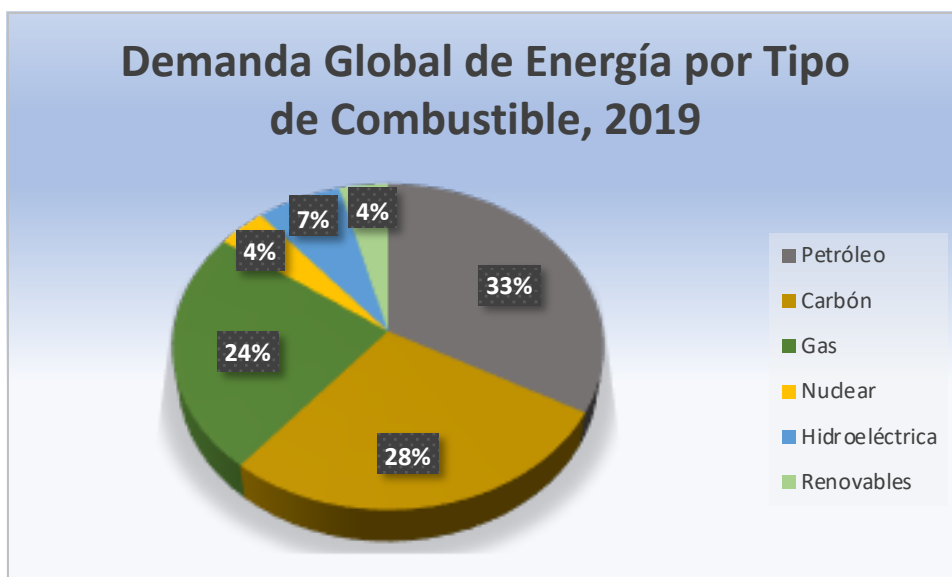
La demanda de gas natural en la mayoría de los países también cayó. Esto implicó una situación contraria a las expectativas al inicio de año, aunque con menor impacto que en otros sectores, como el de carga líquida y el mercado de petróleo, o la carga seca y el mercado del carbón. Esto ha sido en parte, gracias al cambio de mentalidad hacia combustibles más limpios, el gas natural lo es con respecto al petróleo y el carbón y a la creciente demanda china.

i. El Gas en el Mercado Energético.

El gas natural (en general, no haciendo referencia al GNL transportado por mar), entendido y analizado como metano, se encuentra entre uno de los tres principales combustibles fósiles con mayor demanda global, llegando al 24% del total, y un 28% dentro del consumo de los combustibles fósiles. Comparado, por ejemplo, con el petróleo (combustible fósil más contaminante), en los últimos 20 años el gas natural ha tenido un crecimiento de tasa compuesta del 2,7% frente al 1,3% del petróleo, y todo hace indicar que esta tendencia a recortar distancias continuará en los próximos años.

En 2019 hubo un crecimiento constante, con grandes subidas en EE. UU. y China, representando un 23% y un 25% del incremento de consumo respectivamente, mientras que la demanda de Europa creció en un 5%.

FIGURA 11: DEMANDA GLOBAL DE ENERGÍA POR TIPO DE COMBUSTIBLE (2019)



Fuente: BP. Elaboración Propia.

El crecimiento de los últimos años se había venido produciendo por el suministro de “shale gas” de EE. UU., lo cual representó en torno al 50% del crecimiento total de la producción mundial de gas natural en 2019. Mientras tanto, el suministro de “shale gas” (gas de esquisto) en China y los desarrollos en alta mar impulsados por países como Arabia Saudí, Australia o Egipto también apoyaron el crecimiento de la producción mundial entre 2018 y 2019.

La demanda a corto plazo se espera que se recupere tras un nefasto 2020 y la estabilización de la situación post-Covid, la subida de precios, así como el comienzo de nuevos proyectos de licuefacción y transporte de gas natural.

Mientras tanto, a largo plazo, se espera que la demanda mundial se incremente entre un 1% y un 2% anual en los próximos 40 años. Estos datos podrían aún ser mayores si la transición a energías más limpias se ve incentivado por futuras normativas y políticas de transiciones verdes, siendo el gas natural en este escenario un puente perfecto hacia otras energías menos contaminantes. Esta tendencia de demanda es crucial para entender el mercado del gas natural, su crecimiento en los últimos años y su previsible subida en los próximos años.

ii. Comercio de Gas Natural.

El crecimiento de la demanda de gas en la última década ha implicado la creación de mercados cada vez más globalizados, y esto ha conllevado el florecimiento de un amplio abanico de importadores y exportadores y una mayor flexibilidad contractual. Por lo tanto, este comercio ya no se encuentra tan enmarcado en el concepto de los acuerdos bilaterales a muy largo plazo (20 años o más), e indexados a precios del petróleo, como ocurría hasta hace pocos años.

El comercio de gas natural vía gasoductos comenzó a caer ya en 2019, exactamente en un 0,5% y situándose en los 802 mil millones de metros cúbicos, mientras que el comercio de gas natural licuado, como ya hemos comentado, ha seguido incrementándose y tiene perspectivas de continuar haciéndolo a largo plazo. Hay que recalcar que el comercio marítimo de GNL proporciona acceso al suministro de gas en zonas donde la infraestructura de los gasoductos sería inviable, facilitando el comercio entre una amplia gama de países.

Pero además de esta caída en 2019 y de que las exportaciones por gasoducto aún representen en torno al 60% del total del comercio de gas, por tercer año consecutivo se puede apreciar una pérdida de cuota del mercado por gasoducto al transporte de GNL. Rusia sigue siendo el principal proveedor de gas por este medio del mundo, representando en 2019 el 27% del comercio global.

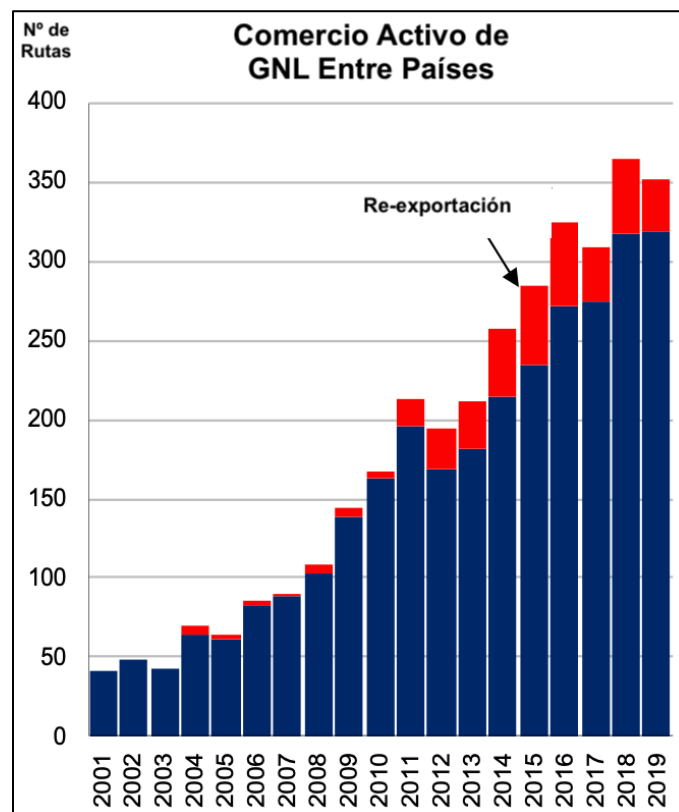
En 2020, ante la complicada situación, la demanda de gas por gasoducto también ha sufrido fuertes presiones, aunque sí es cierto que se han iniciado muy recientemente proyectos como el de *“Power of Siberia”* (conectando Rusia con el norte de China) con una capacidad inicial de 5 bcm/año (*billion cubic meters / año = mil millones de m³*), *“TurkStream”* (Rusia-Turquía) con una capacidad de 31,5 bcm/año, o el gasoducto trans-Adriático desde el yacimiento de Shah Deniz (Azerbaiyán), en el Mar Caspio, a Europa (con una capacidad de 8 bcm/año).

iii. Comercio de Gas Natural Licuado.

El comercio de GNL ha crecido rápidamente en los últimos años, con el apoyo de una expansión de las exportaciones de los EE. UU., Australia y Rusia, en particular. Los volúmenes de comercio mundial aumentaron una media del 12% anual. en 2017-19, alcanzando 356 millones de toneladas, o lo que es lo mismo, 485 mil millones de m³ de gas natural el año pasado. El GNL representó el 38% del comercio de gas natural en 2019, frente al 28% de hace una década y representó al 13% del consumo mundial de gas, frente al 8% en 2009.

Hay que considerar que, a principios de junio de 2020, la capacidad de licuefacción global era de 443 *mtpa* (millones de toneladas al año), mientras que la capacidad de regasificación era de 905 *mtpa*. Estos datos han sido ya incrementados y lo continuarán haciendo en los próximos años, con todos los proyectos que van a comenzar próximamente y que posteriormente van a ser comentados en el presente trabajo.

FIGURA 12: COMERCIO ACTIVO DE GNL ENTRE PAÍSES –NÚMERO DE RUTAS (2001-2019)

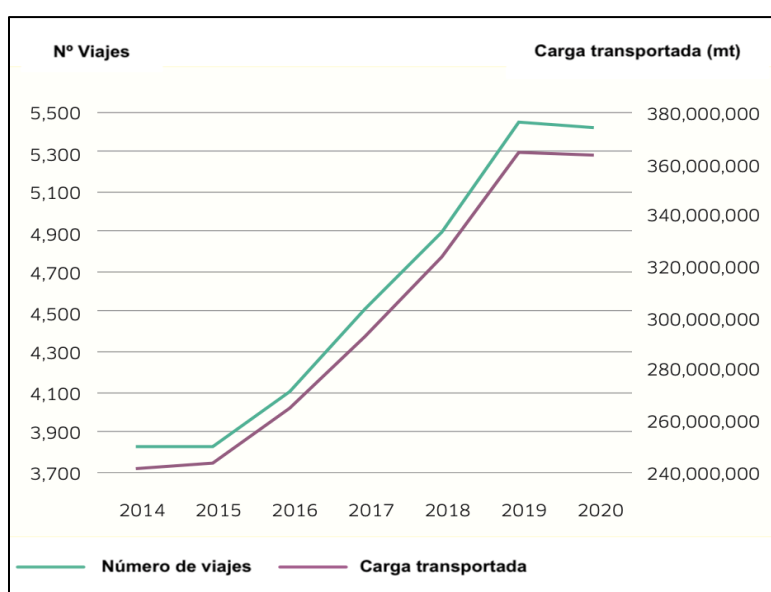


Fuente: GIIGNL, 2020

En 2019 un total de 43 países importaron de gas natural licuado, abastecidos por 20 países exportadores, que pasan a ser 31 si incluimos los re-exportadores y se registraron un total de 319 rutas comerciales. Siendo la ruta Transpacífica la de mayor importancia dentro del sector, seguida por la ruta Trasatlántica y, en tercer lugar, la ruta Oriente Medio a Pacífico. En 2019, y, por primera vez, la ruta intra-atlántica superó a la de Oriente Medio, gracias al aumento del comercio de gas entre Estados Unidos y Europa, y de Rusia y Europa, por medio de metaneros, lo que permitió aumentar del 13% del total del comercio de GNL al 20%, con un volumen de 71 millones de toneladas. En la ruta de Oriente a Pacífico se transportaron en 67,4 millones de toneladas ese año.

Otro de los cambios que se está produciendo, aunque más lentamente, es la transición hacia un mercado más líquido y a la estandarización de contratos que no se indexan al precio del crudo. Por ello, el mercado a corto plazo aumenta ligeramente cada año, con un mercado *spot* incipiente, y contratos a largo plazo que van desde los 3 a los 12 años, por ejemplo, en comparación con los contratos a 20 y 25 años que se cerraban antes. Conviene mencionar que a esto se ha llegado porque los mercados de importación se han diversificado, los *traders* se han vuelto más activos y los proveedores ofrecen mayor flexibilidad para vender volúmenes con contratos más cortos.

FIGURA 13: NÚMERO DE VIAJES Y CARGA TOTAL TRANSPORTADA DE GNL (2014-2020)



Fuente: BRS, 2021

a) *Forma Típica de la Contratación de Metaneros.*

Desde que se comenzó a transportar GNL por mar y a construirse los primeros metaneros, estos buques han ido asociados a contratos a largo plazo. La duración de estos compromisos legales ha venido siendo igual a la duración del contrato de suministro, y se han venido situando en torno a los 20 años, siendo, además, contratos en time charter (Aramburu et Álvarez, 2017), de manera mayoritariamente.

Por ello, la gran parte de la vida útil de los metaneros se ha estado asociando a un solo contrato de transporte a largo plazo. Pero en los últimos años, como se va a comentar más adelante, está surgiendo con cierta fuerza el mercado spot de GNL, como consecuencia de los cambios de demanda, precios (Aramburu et Álvarez, 2017) y la globalización del gas natural.

iv. Primera Perspectiva y Tendencias del Mercado de GNL.

Las proyecciones iniciales sugieren una mejora en los volúmenes de comercio mundial de GNL desde finales de 2020, con cierto apoyo de las tendencias estacionales. Las primeras expectativas para 2021 sugieren un retorno a niveles positivos de expansión del comercio de GNL, tras la ralentización experimentada en el segundo trimestre de 2020.

Las revisiones con respecto a cómo evolucionó el comercio de GNL en el pasado 2020, son de que el comercio marítimo de GNL aumentó entre un 1,6% y un 1,8% interanual, a pesar de todas las complicaciones, tanto económicas como de medidas restrictivas, ocasionadas por la pandemia. El año había comenzado de manera positiva, con altos crecimientos por zonas, pero en el segundo trimestre la economía cayó, y con ella, las cantidades demandadas y ofertadas de gas natural. Es importante destacar el papel de Asia, y, sobre todo, de China, que permitieron impulsar en un 4% su demanda interanual para que el comercio se fuese reactivando en la segunda mitad del año (Clarksons, 2021 b).

En cuanto a las exportaciones, de manera general, en 2020 destacó el aumento de casi el 34% de lo transportado desde Estados Unidos, sobre todo en la segunda mitad del año. Tras una serie de cancelaciones en el segundo y tercer trimestres, la ola de frío en China a final de año y el consecuente aumento de precios, creó una sinergia positiva para el comercio EE. UU – China.

Mientras tanto, las importaciones de China aumentaron un 18% interanual hasta los 7,6 millones de toneladas en diciembre, un récord, en medio de una ola de frío en el país. En 2020 las importaciones aumentaron un 11% interanual y se prevé que suban un 14% más en 2021.

Se proyectan crecimientos tanto en el volumen transportado como en el total de toneladas-milla, con un 5,6% y un 8,9% de crecimiento respectivamente. Que aumenten más las toneladas-milla es debido a que las nuevas rutas que se abren son más largas que la media de las anteriores y que se comienza a navegar en mayor medida por rutas de media más largas, especialmente las rutas que unen Estados Unidos y Asia. Con lo cual, se llegarán a los 380 millones de toneladas transportadas, pero persiste la incertidumbre sobre el momento y la forma de la recuperación económica mundial de la pandemia de Covid-19.

Con las proyecciones sobre el aumento de la capacidad de la flota de GNL en algo más del 10% para este 2021, se prevé cierta presión de la oferta para el transporte, que puede traducirse en exceso de flota en ciertos momentos, sobre todo en verano. En 2022, con la más que probable desaceleración del crecimiento de la flota (4,5% estimado), y el aumento proporcionalmente superior de las toneladas-milla (5,2% estimado), podría equilibrarse la situación de nuevo.

Los expertos también prevén que, a largo plazo, entre 2021 y 2040, la demanda de gas natural aumente casi el 2% anual. Esto será gracias, en parte, a los grandes proyectos aún no operativos, los proyectos de GNL de buques pequeños (*small-scale*), y el uso del GNL como combustible menos

contaminante. El mercado globalizado de gas es un mercado ya en marcha (Grigas, 2017).

Por otro lado, el GNL a pequeña escala se está expandiendo, con 22 terminales de importación de GNL a pequeña escala activas (en torno a 10 millones de toneladas anuales de capacidad), y un total de 13 terminales en construcción, con capacidad para casi 7 millones de toneladas anuales extra.

Todo ello se traduce en proyectos para nuevos yacimientos de gas que explotar, nuevas plantas de licuefacción y regasificación, nuevos desarrollos tecnológicos que permiten convertir metaneros de más edad e ineficientes por sus sistemas de propulsión en FLNG o FSRU, la opción de que buques de nueva construcción vayan siendo construidos con motores dos tiempos duales que permiten consumir gas e ir evolucionando a un sector menos contaminante... todo son nuevos desafíos y nuevas oportunidades que auguran un crecimiento sustancial de la producción y el comercio del gas natural licuado, y, por lo tanto, de nuevos negocios muy atractivos para las empresas dedicadas al transporte marítimo de materias primas y para inversores.

d. El Mercado Spot y a Corto Plazo de Metaneros.

Es el mercado de buques más “inmediato” y líquido, para la realización de un viaje concreto que comenzará en poco tiempo desde que la negociación se cierre y por un período corto, siendo estas negociaciones más cortas en cuanto a tiempo, con muchas cláusulas estándar. En este mercado, los metaneros también se siguen fletando en términos de *time charter* (USD/día).

Se trata de un mercado para buques disponibles que no se encuentren bajo las obligaciones de un contrato a largo plazo, y esté disponible para negociar cargas próximas; o, del mismo modo, buques que ya se encuentran fletados bajo un contrato, y que su fletador tiene el derecho a volverlo a fletar, siempre que se cumplan todos los términos acordados.

i. Consideraciones Sobre el Mercado a Corto Plazo.

Aunque la gran mayoría de la flota de metaneros opera bajo contratos a largo plazo para proyectos específicos, generalmente de más de 10 años y llegando incluso a 20 o 25 años, el mercado spot, a corto plazo y spot está consiguiendo una participación de mercado significativa, cada vez mayor. En parte, este cambio hacia una mayor liquidez del mercado es debido al crecimiento de la actividad comercial de las empresas del sector, el aumento de los *traders* de gas, las fluctuaciones de la demanda, los diferenciales de precios regionales (“*arbitrage*”), así como la diversificación de los importadores y exportadores de gas. Todo ello en un entorno cada día más sensible con el uso de combustibles más limpios, lo cual se respalda por acuerdos políticos mundiales. Además, el crecimiento de la oferta de destino flexible y no indexada al petróleo (particularmente en los EE. UU.) también ha sido un factor contribuyente.

Con los años, el comercio de GNL ha ido aumentando y ya es una “*commodity*” más en el mercado, ya no es algo aislado y con pocos actores en el sector. Cuanto más común se hace, más participantes intervienen, aumentan la oferta y demanda cada vez con mayor diversificación, desaparecen algunas barreras para entrar en el sector y su comercio se va haciendo más líquido. Aunque, teniendo en cuenta los altos costes que aún existen, ya sea por el valor de los buques o de las plantas y terminales de producción, licuefacción o regasificación, así como todos los riesgos que están implícitos, el cortoplacismo del sector aún se sitúa en contratos de varios años, pero no tanto como antes. Por ello, hoy en día es muy común negociar acuerdos por períodos de 4 a 7 años, con opciones de extensión del acuerdo a favor del fletador, frente a los 20-25 años firmes que eran la norma hasta hace pocos años.

Se ha podido observar cómo en los últimos años los fletes en este mercado han sido mejores estacionalmente durante el segundo trimestre. Los aumentos de demanda de gas natural en los inviernos e inicios de primavera suelen provocar precios de gas más altos que en verano, y por ello los fletadores buscan más buques en invierno a corto plazo que en verano.

ii. Evolución del *Flete* de Metaneros a Corto Plazo.

En 2019 las contrataciones a corto plazo hasta 4 años y al *spot* aumentaron en 2 puntos interanuales hasta el 34%. Se estima que en torno al 20% de la flota de metaneros en ese año operó bajo este tipo de contrataciones. El precio promedio en 2019 para contratar en time-charter un buque estándar de 160.000 m³ y con motor DFDE fue de algo superior a los 69.000 \$/día, y de 82.000 \$/día para cerrar un buque del mismo tipo para un año entero.

En 2020, con toda su problemática por el Covid, junto con la presión estacional sobre los fletes en los primeros meses y que los precios de gas bajasen a mínimos históricos en regiones clave, se han limitado las oportunidades de comercio de gas entre las zonas geográficas separadas por largas distancias, por lo que las tarifas a corto plazo bajaron. Habiendo comenzado 2020 a 86,500 \$/día para un barco TFDE de 160.000 m³, cayeron a unos casi 41.000 \$/día en abril, y se alcanzó el mínimo de los últimos cuatro años con 27,500 \$/día a principios de julio. Por suerte, hacía final de año el comercio mundial consiguió comenzar una leve recuperación, y se cerró el año con una media de 59.250 \$/día, llegando en diciembre a niveles de 134.500 \$/día.

Esta situación de *fletes* tan bajos, especialmente en el segundo y tercer trimestre, provocaron que algunos metaneros fuesen usados en 2020 como almacenamiento flotante. Además, la tendencia a navegar a velocidades económicas más bajas, generalizada en el transporte marítimo, también ha alcanzado a los metaneros, llegándose a promediar velocidades casi un 2% menores.

Como hemos comentado, el mes de diciembre acabó bastante fuerte, y así también empezó 2021. El 8 de enero se registró un récord al alcanzar los 195.000 \$/día para un metanero de tercera generación. Esto fue consecuencia de la demanda asiática en invierno, con temperaturas muy bajas al comienzo del año, al crecimiento económico y a la fuerte oferta de gas estadounidense mientras que otros exportadores no tenían tantas posibilidades de suministro a

largas distancias. Este último factor se vio acentuado con las esperas en enero en el Canal de Panamá, lo que incrementó aún más los fletes. Desde mediados de mes, los precios comenzaron a bajar, y enero promedió 155.100 \$/día.

En febrero, con el fin de la helada china, la demanda se contrajo y los fletes del mercado spot comenzaron a bajar. A esto hay que sumar la ola de frío que afectó a los estados del sur de Estados Unidos, fundamentalmente a Texas y que provocó una caída de la red eléctrica que llevó al cierre de la potente industria energética de ese estado y a la parada temporal de las exportaciones de GNL, desequilibrando la oferta/demanda. Los fletes cayeron en picado, hasta acabar el mes con 47.800 \$/día, y 52.300 \$/día a un año, representando los niveles más bajos desde agosto. El 12 de marzo se llegó a los 28.500 \$/día en el mercado spot, un 85% menor que en su pico tan solo dos meses antes y casi la mitad que el mes anterior. El incremento de la actividad y la reducción de oferta de metaneros, al quedar contratados varios meses, permitió comenzar un repunte de los fletes, llegando el 26 de marzo a los 38.500 \$/día.

iii. Otros Factores para Tener en Cuenta.

También hay que considerar las diferencias entre los diferentes tipos de buque según su generación (y por ello, según su propulsión capacidad de carga y valores de boil-off gas). En el primer semestre de 2020, los fletes spot para un metanero con propulsión de turbina de vapor (2ª generación) de 145.000 m³ llegaron a los 31.500 \$/día, una tercera parte de lo obtenido por buques con motor DFDE (3ª generación). Mientras que los metaneros con motores modernos de dos tiempos y de 174.000 m³ (4ª generación) promediaron casi 57.000 \$/día, un 24% por encima de los buques de tercera generación.

Cada generación de buques tiene su posible nicho en el comercio internacional, por sus tamaños y sus precios.

Además, también varía en el precio con la duración del fletamento. Con ello, y la estacionalidad del mercado, se pudo observar cómo un metanero de tercera

generación promedió en junio un flete a corto plazo (entre 3 y 6 meses) a 45.500 \$/día, lo que supuso un flete 36% más alto que en el mercado spot, reflejando también las perspectivas generalmente más positivas para los fletes durante la temporada alta de invierno.

En los próximos años, como consecuencia del ritmo lento de puesta en marcha de nuevos proyectos, sobre todo por los retrasos sufrido entre 2020 e inicios de 2021, junto con la entrega de nuevos buques, podría provocar cierta presión en el mercado y una sobreoferta. Por lo menos hasta que la nueva generación de grandes proyectos entre en operación, hacia mitad de la década.

iv. Perspectivas del Mercado Spot.

Los principales factores para impulsar el aumento del mercado spot de GNL serán: la capacidad de carga adicional que ofrecerán los armadores en los próximos años, el volumen adicional de regasificación debido a las unidades flotantes de almacenamiento y regasificación y el crecimiento del suministro de GNL. Además, los aumentos del volumen de GNL producido próximamente dan al mercado spot una nueva capacidad (Mavrokefalos, 2015).

Se espera que el mercado spot siga creciendo conforme el GNL sea una “commodity” cada vez más globalizada, capaz de abastecer a todo tipo de mercados en cualquier parte del mundo. Lo cual avanza sin grandes obstáculos.

e. Mercado de Compra y Venta de Metaneros de Segunda Mano

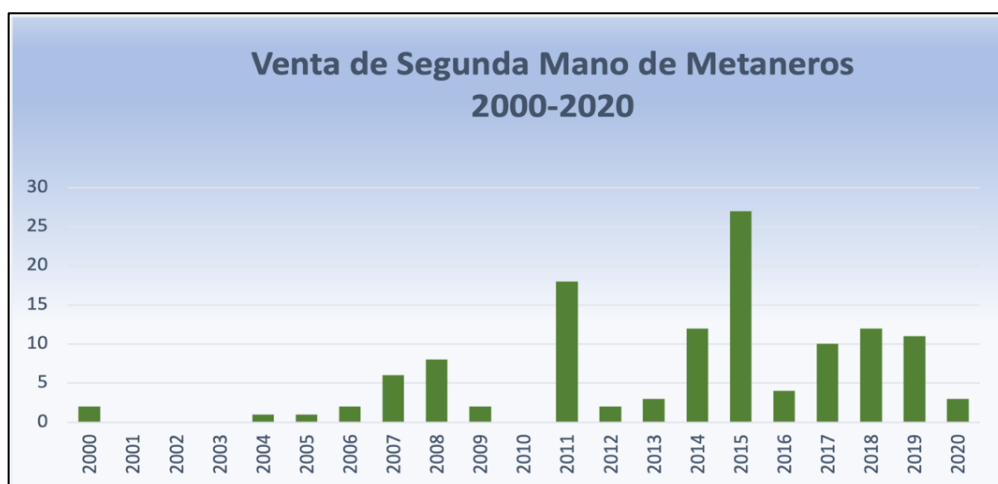
Como consecuencia de la visión generalizada a largo plazo de la contratación de buques de GNL hasta ahora, que comienza a desarrollarse el mercado a corto plazo, el número de ventas de este tipo de buques ha sido siempre muy bajo.

Como se encuentran en su gran mayoría operando bajo contratos a 20 años, con cláusulas que no permiten que el propietario los venda sin condiciones, con cierta complejidad o imposibilidad para poder concretar su venta (cada contrato de metanero a largo plazo se negocia *ad hoc* y habría que analizar uno por uno), el año que más buques se han vendido de segunda mano fue en 2015, con un total de 27 metaneros, seguido de 2011 y sus 18 buques vendidos.

En cambio, este número fue menor en los últimos años. Entre 2017 y 2019 se vendieron 10, 12 y 11 metaneros, de acuerdo con Clarksons. Estos buques equivalían en total de capacidad de carga a 1,5, 1,8 y 1,4 millones de m³ respectivamente.

Como consecuencia de toda la incertidumbre de 2020, el año pasado sólo se registraron 3 ventas, con un total de casi 0,4 millones de m³ de capacidad de carga. En junio se registró una venta de un metanero de casi 175.000 m³ por un valor de 160 millones de dólares (\$USD), lo que implicó un menor precio que el de su construcción, estimada en 191 millones de dólares, siendo un buque encargado a finales del primer trimestre de 2019 y aún no entregado. Esto implica que tanto el precio de los metaneros de segunda mano como el de reventa de buques aún en astillero bajó considerablemente, respecto a su precio de construcción, mostrando de nuevo el nefasto año 2020 en todos los sentidos.

FIGURA 14: VENTA DE SEGUNDA MANO DE METANERO – 2000-2020 (Nº de buques)



Fuente: *Clarksons Research*, 2021 y *Clarksons 2020a*. Elaboración Propia.

Un metanero estándar actual, con capacidad de carga de entre 170.000 y 180.000 metros cúbicos, con motor de dos tiempos, sistema de aislamiento de membrana y buena especificación y acorde al mercado actual, puede tener un coste de alrededor de 200 millones de dólares (\$ USD).

En cuanto a algunas de las ventas más recientes, se pueden encontrar transacciones entre 160 y 175 millones \$USD, siendo estos buques que tenían entre 6 y 1 años desde su construcción.

Las estimaciones de expertos en compraventa de metaneros es que los precios han bajado en 2020 y el precio estimado de un buque con motor DFDE, con capacidad de 160.000 m³, de 5 años estaba algo por debajo de los 158 millones de dólares a principios de año y un 11% desde el inicio de 2015, 5 años antes.

Mientras tanto, el precio de un buque más antiguo, con propulsión de turbina de vapor y de 145.000 m³, y de 10 años, se tasó en 82 millones de dólares en junio de 2020, habiéndose mantenido relativamente estable en los últimos años, pero representando una disminución del 32% desde el nivel inicial de 2015.

Con todo ello, la recuperación económica generalizada, la mejora de la economía y el mercado, y que se están comenzando a reactivar proyectos de gas que se habían quedado “en espera” el año pasado, debería provocar que los precios de segunda mano vuelvan a subir, puesto que serán necesarios nuevos buques para tantos proyectos, no solamente para transporte sino también para reconversión en FLNG o en FSRU.

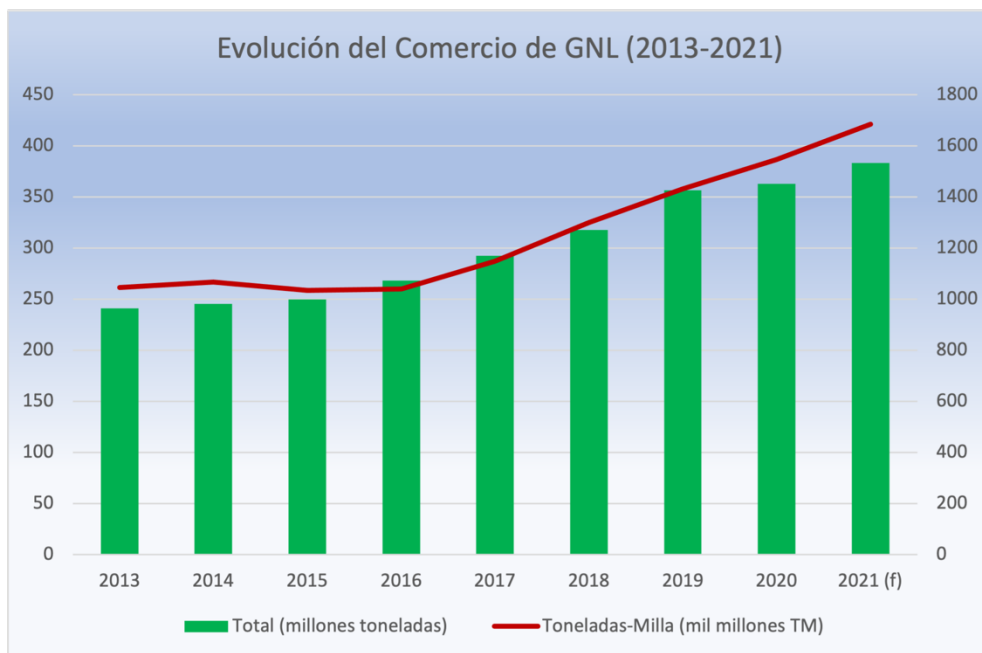
V. Exportación e Importación de Gas Natural Licuado

a. Introducción a la Exportación y la Importación de GNL.

Para hablar tanto de exportaciones como de importaciones, conviene recordar como han sido las tendencias de crecimiento del sector en términos de comercio del GNL, cantidades que se han movido, así como la evolución de las toneladas-milla de esos transportes, los aumentos de las capacidades de licuefacción, regasificación y el número de nuevos proyectos que están poniéndose en marcha. Tanto en los últimos años, como en el presente y las previsiones a futuro.

El comercio de gas natural licuado dentro del comercio marítimo ha crecido desde 2013 un 50%, ya que se ha pasado de 241 millones de toneladas transportadas hasta las 363 estimadas en 2020. Del mismo modo, el valor de las toneladas-milla también ha aumentado un 48% en el mismo espacio de tiempo. Todo ello pone en destaque el rápido crecimiento que está teniendo el comercio de GNL.

FIGURA 15: EVOLUCIÓN DEL COMERCIO DE GNL (2013-2021)



Fuente: Clarksons, 2021

Fue especialmente reseñable el aumento experimentado en 2019, con un incremento del 12,2% del total de GNL transportado, y un 10,2% de crecimiento de las toneladas-milla. Hay que señalar que los dos años previos también fueron muy positivos para el sector (en 2017 y 2018 la cantidad de GNL exportado aumentó un 9,1% y 8,6% respectivamente).

Incluso el año pasado, a pesar de la situación tan difícil ya comentada, la cantidad de GNL aumentó un 1,8% y un 8,1% las toneladas-milla. Mostrando la capacidad actual de este mercado para, incluso en épocas difíciles, continuar creciendo.

Se espera que con nuevos buques que entren en operación este 2021, junto con la continuación de proyectos nuevos y un mayor movimiento en el comercio, en 2021 el tráfico de GNL aumente un 5,6% en términos de carga total transportada, y un 8,9% en toneladas-milla.

En relación con la infraestructura global relacionada con el GNL, se estima que la capacidad de plantas de licuefacción aumente un 2% en 2021, y en 2022 un 4%. En 2020 se terminó con una capacidad total de 432 millones de toneladas por año (mtpa). Por su parte, la capacidad total de regasificación aumentó hasta los 993 mtpa en 2020 lo que supuso un aumento del 6% desde 2017, y se esperan crecimientos del 8% en 2021 y del 4% en 2022. Se puede observar que existe una mayor capacidad para regasificar que para licuar el gas natural.

Por otro lado, los puertos que ofrecen GNL como combustible han experimentado un aumento del 62% desde 2017, terminando 2020 con un total de 128 puertos, y se pronostica un aumento del 23% en 2021 y del 11% en 2022, con lo cual se llegaría a la cifra de 175 puertos que ofrecen dicho servicio.

Estos últimos datos no hacen más que confirmar que el comercio y el negocio del GNL está muy activo con crecimientos constantes en todos los aspectos y cada vez con una mayor diversificación de posibilidades de negocios.

b. Exportación de GNL.

i. Panorama de la Exportación de GNL.

El importante aumento del comercio de GNL experimentado en 2019 se debió en parte al aumento en un 6,5% de la capacidad de licuefacción mundial a lo largo de ese mismo año, junto con la mayor cantidad de proyectos que entraron en operación a lo largo del año.

Ese año comenzaron a operar 9 nuevas terminales con una capacidad total de producción de 26 millones de toneladas al año, siendo EE. UU. el gran protagonista al representar el 95% de esta nueva capacidad exportadora en 2019, con las terminales de Freeport LNG y Cameron LNG. Vaca Muerta en Argentina y Vysotsk en Rusia, ambas consideradas como soluciones productivas de small-scale (menos de 1 mtpa), fueron las dos únicas nuevas terminales fuera de EE. UU. en 2019.

Hasta la primera mitad de 2020, tan solo iniciaron operaciones las terminales de Cameron LNG T3 y Freeport LNG T3, con un total de 9 millones de toneladas anuales. A principios de junio de 2020, había un total de 99,7 millones de toneladas anuales de capacidad de exportación en construcción y 344 millones de toneladas anuales en planificación.

Hay que tener en cuenta que se han confirmado retrasos en la construcción en algunos proyectos, como, por ejemplo, en Rusia y Mozambique, lo que ha implicado un crecimiento en 2020 menor del esperado hace un par de años, pero que son proyectos que, a priori, saldrán adelante, y el comercio de GNL se incrementará considerablemente.

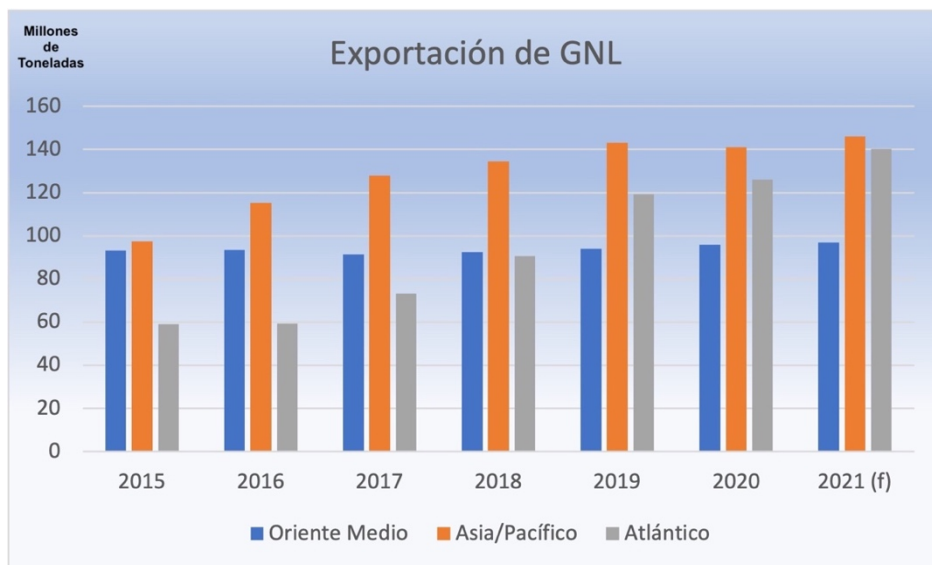
Además, se espera que la próxima gran "ola" de expansión de la capacidad de exportación global sea en la ventana 2024-25, con nuevos proyectos que no son los pospuestos en 2020.

Por otro lado, las re-exportaciones de GNL disminuyeron un 59% en 2019, hasta 1,6 millones de toneladas al año, debido a la convergencia de los precios del gas en Asia y Europa, y 2020 no tuvo mejoras.

ii. Países Exportadores de GNL y su Actual Situación en el Mercado:

A la hora de hablar de exportación de gas natural licuado, se suele hacer referencia a tres zonas geográficas como principales exportadoras. Estas son: Asia/Pacífico, en la cual se encuadran Australia, Malasia e Indonesia; la zona de Atlántico, con Estados Unidos, Trinidad y Tobago, Nigeria y Rusia; y, por último, Oriente Medio, con Qatar y Omán. El resto de los países que producen GNL básicamente lo autoconsumen o tienen un comercio de exportación residual en todo caso. Pero la mayoría, ni siquiera lo producen al no tener yacimientos en su territorio e importan gas (por sus diferentes vías posibles), o utilizan en mayor medida otras fuentes de energía.

FIGURA 16: EXPORTACIÓN DE GNL GLOBAL SEGÚN REGIONES (2015-2021)



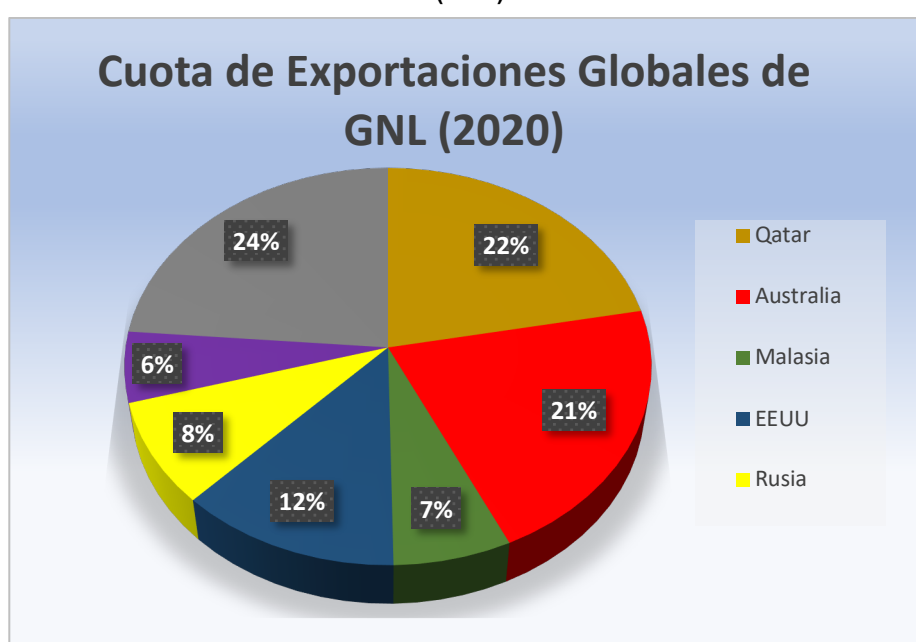
Fuente: Clarksons, 2021

Como se puede apreciar en la anterior gráfica, la zona de Asia/Pacífico es la principal exportadora de gas natural licuado. En los últimos años pasó de estar en cifras muy cercanas a las exportaciones desde Oriente Medio (en 2015 Asia/Pacífico exportó 97,3 millones de toneladas mientras que la zona de Oriente

Medio llegó a las 93,6), a sacarle bastante ventaja, como se vio en 2020, donde se llegó a superar los 140 mtpa, un 47% más que Oriente Medio, que en estos años tan solo ha crecido un 2,8%. Por su parte, la zona Atlántica (EE. UU, Rusia, Nigeria y Trinidad y Tobago) llegó en 2020 a exportar 126 mtpa, un 6% más que en 2019, y un 34,8% del total comerciado.

A su vez, dentro de cada una de las zonas hay en la actualidad un país predominante en las exportaciones. Y es curioso que, en la región de las tres con menor comercio exterior de GNL, se encuentra el país con mayores niveles de comercio, que es Qatar, por delante de Australia y de EE. UU., que son a su vez los principales exponentes de las otras dos zonas.

FIGURA 17: CUOTA DE EXPORTACIÓN GLOBAL ENTRE LOS PRINCIPALES EXPORTADORES (2020)



Fuente: Clarksons, 2021

1. Asia/Pacífico

A pesar de que fue la única de las tres zonas con una leve caída en la cantidad de GNL exportada en 2020 (-2%), sigue siendo la zona predominante en este aspecto. Sobre todo, gracias al crecimiento experimentado en los años

anteriores. En 2015 la cantidad de GNL que comerció aumentó un 13% con respecto al año anterior, en 2016 un 18% y en 2017 esta magnitud creció un 11%. Se espera que de cara a 2021 aumenté un 4%, recuperándose de la caída de 2020 y aumentando el total a su récord histórico, llegando a los 146 millones de toneladas.

El aumento de las exportaciones fue impulsado sobre todo por Australia, principal país productor y exportador de la zona el año pasado. Se espera que la expansión de las cargas australianas nuevamente respalde el crecimiento regional este año.

a) Australia.

Australia es actualmente el segundo mayor exportador del mundo, con un total de 76,5 millones de toneladas en 2020 y siendo el único de los otros países exportadores de esta región que creció en 2020, aunque fuese levemente (un 1,45%). Este crecimiento ha sido posible por la fuerte demanda de gas natural por parte de China.

En 2019 se esperaba que en 2020 superase a Qatar como el primer exportador del mundo de GNL, pero no pudo crecer todo lo esperado y con la lenta recuperación generalizada del año actual, tampoco permitirá que esto ocurra en 2021.

Pero sí se pronostica que en 2022 Australia obtenga este primer puesto, al considerar un crecimiento en estos dos años del 6,1%, con lo que este país pasaría a exportar 81,2 millones de toneladas en 2022, superando las previsiones para Qatar por 0,7 millones de toneladas.

En 2020 no había nuevas terminales de exportación y licuefacción de gas en proceso de construcción en Australia, pero proyectos por un total de 29,3 millones de toneladas capacidad al año (estimado) se encontraban en la etapa de desarrollo previa al FID. Aunque algunos de estos proyectos de exportación

han sido retrasados, como son el caso de los campos de gas Scarborough y Browse, pero con previsión de ser retomados. Todo ello lleva a pensar que la capacidad en Australia aumentará como se espera, también en años posteriores.

b) Malasia.

Malasia fue el quinto exportador mundial de GNL en 2020 y el segundo en la región de Asia/Pacífico. Las exportaciones de GNL crecieron un 6,3% interanual en 2019 hasta llegar a hasta los 26,2 millones de toneladas, pero bajó en 2020 hasta los 24,1 millones de toneladas, lo que representa el 7% de las exportaciones de GNL a nivel mundial. China importó en torno al 30% de las exportaciones de GNL de Malasia en 2019, representando el 95% del crecimiento de Malasia, lo que refleja los esfuerzos para sustituir las importaciones de EE. UU por parte de China.

c) Indonesia.

En Indonesia, tercera potencia regional de exportación de GNL, el comercio lleva cayendo desde 2016, cuando se alcanzaron los 20 millones de toneladas, hasta las actuales 14,2 MT, y este 2021 se pronostica que acabará con 14,1 millones de toneladas. Todo ello, en medio de la disminución de la producción de sus campos de gas activos estos últimos años. China y Japón son los dos mayores importadores de GNL de Indonesia, y los últimos años han llegado representar el 55% de las exportaciones de GNL de Indonesia (en torno a 8,5 millones de toneladas por año).

En los últimos años se han pospuesto proyectos que ya estaban en construcción, como el de *Sengkang LNG T1* (0,5 millones de toneladas por año), con previsión inicial de comienzo de operaciones para 2020. El total de esos proyectos llegaría a los 4,3 millones de toneladas anuales. A más largo plazo, se estaban valorando proyectos con estimaciones de llegar a los 10,2 millones de toneladas anuales de capacidad de exportación, incluido *Abadi LNG* (9,5 millones de toneladas anuales).

Sin embargo, todo se ha retrasado en los últimos años y sobre todo tras el 2020 nefasto, y todo hace indicar que sigan produciéndose retrasos en estos proyectos de Indonesia.

d) *Papua Nueva Guinea y Brunei.*

Papua Nueva Guinea llegó a los 8,2 millones de toneladas exportadas en 2019 gracias a la reanudación de la terminal PNG, que debido a un terremoto en 2018 había quedado parada. En 2020 se produjo una caída de los niveles, situándose por debajo de los 8 mtpa, siendo su principal importador Japón, seguido de China y Taiwán. A mediados de 2020, había proyectos por un total de 13 mtpa de capacidad de licuefacción en FEED o propuesta en Papua Nueva Guinea, entre los que se encontraba el proyecto de Papua LNG (con un total de 8 mtpa de capacidad) programado para comenzar a finales de la década. Pero se están encontrando obstáculos importantes que pueden retrasarlo aún más.

En cuanto a Brunei, se mantiene como los últimos años, en torno a los 6-6,5 millones de toneladas por año, y su producción rara vez ha caído por debajo del 95% de la capacidad de exportación en los últimos 20 años.

2. Oriente Medio

Las exportaciones de GNL en esta región vienen manteniéndose bastante constantes a lo largo de los últimos 7 años, con pequeñas caídas y leves crecimientos, pero manteniéndose en la ventana de los 91 a 98 millones de toneladas al año. Tanto Qatar como Omán y Emiratos Árabes Unidos no han conseguido en este tiempo desarrollar nuevos proyectos de capacidad de exportación. 2020 acabó con un total de 96 millones de toneladas exportadas, frente a las 98,3 del año 2013, y las previsiones para 2021 y 2022 son de crecimientos tan leves, que no se superarían los 97,1 mtpa a final de este

período. A pesar de ello, tanto en 2019 como en 2020 hubo ligeros aumentos del comercio (2% anual), básicamente impulsados por Qatar.

Es reseñable que el comercio intrarregional se redujo en 2019 en 2/3 con respecto a 2016, antes del bloqueo económico impuesto a Qatar por Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos, Bahréin y Egipto. De hecho, las exportaciones de Qatar a otros países de Oriente Medio cayeron un 21% en 2019, hasta solo 1,9 millones de toneladas (un 75% menos que los 7,8 millones de 2016).

Nuevos proyectos, sobre todo en Qatar, a más largo plazo (período 2024-2025), conseguirán levantar esta tendencia plana de los últimos años en la región en cuanto a cantidades exportadas.

a) *Qatar.*

Qatar sigue siendo el mayor exportador de gas del mundo y, por lo tanto, de esta zona, representando en 2020 el 22% del total mundial y el 83% regional, gracias a los 79,7 millones de toneladas del pasado año, y siendo el único país de Oriente Medio que creció. Fue, además, el mayor registro del país, superando por muy poco a los 79,6 millones de toneladas de 2016. De cara al final de 2021 se estima un crecimiento del 1%, y un estancamiento de cara a 2022, año en el cual, si las proyecciones mundiales estimadas se cumplen, Australia adelantará a Qatar como el primer exportador del mundo.

En 2019, las exportaciones de Qatar a Asia disminuyeron en un 15% interanual. Mientras tanto, las exportaciones a Europa aumentaron en un 43% hasta los 24 millones de toneladas.

A largo plazo, todo hace indicar que esta situación casi de estancamiento en términos de crecimiento, con leves caídas y crecimientos en los últimos años, y que ha provocado que el resto de grandes potencias exportadoras de gas le vayan ganando terreno, va a cambiar. El proyecto de expansión de North Field de QatarPetroleum, QP (compañía estatal), aumentará la capacidad de

exportación del país en un 64%, de manera paulatina, y pase de los casi 80 millones de toneladas por año en la actualidad, a 126 millones de toneladas por año para 2028, a través de 6 trenes de licuefacción. Este proyecto ha llegado a fase FID este mismo febrero. A partir de 2025 comenzará a funcionar el primero de los trenes de licuefacción de los que está formado el proyecto, y otros tres en 2026. Estos cuatro están en estos momentos en construcción, mientras que los otros dos aún están en fases previas, y se espera que comiencen a operar en 2027 y 2028.

QatarPetroleum ya ha llegado a acuerdos con los principales astilleros coreanos y con uno chino para reservar 150 plazas para la construcción de metaneros, que serían entregados entre 2023 y 2027. Además, se espera que también renueven parte de la flota del proyecto *Golden Pass LNG* en los EE. UU., en el que QP tiene una participación del 70%.

b) *Omán.*

Omán se ha mantenido los últimos tres años entre los 10 y 10,3 millones de toneladas de gas natural exportadas y se espera que de cara a 2022 lleguen a 10,5 M, un 4% por encima de 2020. Desde 2017-2018, cuando se puso en marcha el campo de *Khazzan* y las exportaciones llegaron a crecer un 22%, no ha tenido un gran crecimiento estos años ni se espera que en el plazo de dos años lo tenga. En 2019 el comercio con China aumentó en un 115%, hasta superar el millón de toneladas, lo que significa una cifra algo superior al 10% del total de las exportaciones de GNL de Omán.

Existe un proyecto en Omán para expandir la capacidad de exportación hasta los 11,5 millones de toneladas anuales a través de la eliminación de “cuellos de botella” en la terminal *Qalhat LNG*. También hay planes para crear un centro regional de abastecimiento de GNL como bunker en el puerto de Sohar, lo que sería una nueva oportunidad de negocio del GNL y de diversificación del comercio de éste.

3. Región del Atlántico

Las exportaciones de GNL de los países de la cuenca atlántica crecieron en 2020 un 6%, con un total de 126,1 millones de toneladas. Desde 2015, las exportaciones de esa región han crecido un 113%, desde los 59,4 millones de toneladas, muy lejos de las otras dos regiones exportadoras, gracias al crecimiento en este sector de Estados Unidos, con el uso de las técnicas para extraer el *shale gas* (gas de esquisto), el paso por el Canal de Panamá hacia Asia, y el crecimiento en un 300% de las exportaciones rusas vía transporte marítimo, ya no solo centrado en los gasoductos. Los otros principales exportadores, Nigeria y Trinidad y Tobago, apenas han crecido de manera considerable. Por su parte, Argentina realizó en 2019 sus primeras exportaciones de GNL, por un montante total de 0,1 millones de toneladas, producido en el yacimiento de Vaca Muerta.

El comercio intra-atlántico creció un 72% en 2019, representando el 62% del total de las exportaciones regionales, en medio de un crecimiento menor de la demanda asiática y de las sólidas importaciones europeas.

a) *EE. UU.*

Estados Unidos cuenta con un mercado de gas transparente, una base de recursos significativa, una industria competitiva y una buena infraestructura de gas natural, en donde además cuenta con algunas de las tecnologías de licuefacción de menor costo del mundo y con fácil acceso al mercado de capitales (Grigas, 2017).

A pesar de la pandemia de 2020, las exportaciones estadounidenses crecieron hasta los 45,2 millones de toneladas, un 33,7% más que el año anterior. Y, sobre todo, es llamativo que en 2015 tan solo exportaban 0,5 millones de toneladas, siendo un país meramente consumidor de su propia producción de gas e incluso, importador de GNL. De hecho, un buen número de las actuales terminales de exportación fueron construidas con la idea de importar GNL.

De cara a 2021 y 2022, se esperan crecimientos del orden del 26% y 12% respectivamente, y pasaría a tener una cuota del mercado global del 16%, frente al actual 12%.

En los últimos dos años, en torno a las tres cuartas partes del crecimiento de las exportaciones estadounidenses se debió al aumento de los envíos a Europa, ante los bajos precios del GNL asiático y el impacto de la guerra comercial con China, que en 2019 se plasmó en aranceles sobre las exportaciones de EE. UU., aunque en 2020, con el acuerdo comercial entre estos dos países introdujo exenciones arancelarias.

Los últimos desarrollos producidos en 2019 para la industria de GNL de EE. UU. han sido tres proyectos de exportación que llegaron a fase de FID: el proyecto de *Calcasieu Pass* (con capacidad de 10 mtpa), el proyecto de *Golden Pass* (entorno a los 15,5 mtpa) y el de *Sabine Pass T6* (con cálculo que lo sitúan en 4,5 mtpa).

La capacidad de licuefacción de EE. UU. ha crecido rápidamente en los últimos años. Ya a mitad de 2020 se calculaba en 66,8 millones de toneladas anuales, tras el comienzo de operaciones de las terminales de *Cameron LNG T3*, con capacidad para 4,5 millones de toneladas al año, y de *Freeport LNG T3*, con casi 4,7 mtpa). También había 34,6 millones de toneladas anuales de capacidad en construcción y 212,5 millones de toneladas anuales adicionales en FEED. Todo apunta a que las exportaciones de GNL desde EE. UU. va a continuar creciendo en el próximo quinquenio de manera más fuerte que en ningún otro país, recortando distancia a los dos principales exportadores, Qatar y Australia.

Estados Unidos ha sido y es un actor crucial en la transformación del mercado del gas natural hacia su nueva realidad, convirtiéndolo en un producto global más integrado, flexible y despolitizado. Desde 2014 ha ayudado a que las reglas del juego del comercio de GNL cambien, y que, por ejemplo, esté cogiendo fuerza el mercado spot y que Rusia, a través de Gazprom, se haya vuelto más flexible (Grigas, 2017).

b) *Rusia.*

El comercio de gas desde Rusia ha estado constantemente marcado por sus aspiraciones políticas. Desde finales del siglo XX, el dominio del mercado de gas de Rusia en Europa y sobre todo en los espacios post-soviéticos ha permitido a Moscú tener una importante influencia, tanto económica como política. El comportamiento de Gazprom, la empresa estatal rusa de gas ha estado en todo momento en línea con las políticas del Kremlin, y ha buscado la maximización de la influencia política sobre los países importadores de gas. Todo hace indicar que esto seguirá siendo así, ya sea tanto por gasoductos como por transporte marítimo de GNL. Aunque ha venido en los últimos años tratando de adaptarse a los cambios en el mercado, con la abundancia de gas, la mayor competitividad de exportadores y la diversificación de mercados. Rusia ha venido expandiéndose al mercado asiático y ha invertido en el Ártico. Además, Gazprom trata de resistir para no perder mercado europeo.

Rusia acabó el año 2020 con un crecimiento moderado del 4,1% hasta llegar a los 30,5 millones de toneladas de GNL exportado, que representaron el 8% de las exportaciones globales, y siendo el cuarto mayor exportador de gas natural por mar. Hay que tener en cuenta que Rusia es también uno de los mayores exportadores de gas natural por gasoductos, tanto a Europa como a Asia.

Anteriormente, en 2019, las exportaciones rusas crecieron un 60,1% interanual, gracias a las exportaciones de GNL a Europa, que crecieron más de tres veces ese año, mientras que otros 12 países importaron GNL ruso por primera vez.

La terminal *Yamal T4* (con capacidad de ampliación de la explotación de Yamal en 0,9 mtpa) está actualmente a punto de comenzar operaciones, este primer cuatrimestre de 2021 (Elliot, 2020), tras haberse retrasado durante 2020 por los problemas de la pandemia. Por su parte, *Portovaya LNG* (con capacidad para 1,5 millones de toneladas anuales) situada en la costa del mar Báltico, también está programada para comenzar a operar a finales de 2021, tras varios retrasos (primero en 2018 y luego a finales de 2020), y, en la península de Yamal, el

proyecto *Arctic LNG 2*, con tres plantas diferentes y un total de 19,8 millones de toneladas al año de capacidad de producción, para comenzar a operar en 2023, 2024 y 2026 (Mundo Marítimo, 2021). Otros 28,4 millones de toneladas anuales de capacidad de exportación se encontraban en la etapa FEED a principios de junio de 2020, mientras que se habían propuesto 42,4 millones de toneladas anuales adicionales de capacidad.

El 22 de marzo de 2021, el gobierno de Rusia aprobó un programa a largo plazo para desarrollar su industria de GNL, con el objetivo de capitalizar el abundante suministro de gas para obtener hasta un 20% de participación del mercado global de gas de cara a 2035 (Murphy, 2021).

Todos estos proyectos, las localizaciones en el Ártico y en el Báltico de estas plantas y sus rutas, requerirán de una nueva ola de pedidos a astilleros de buques metanero con clase de hielo, a lo largo de esta década. Se prevé que sólo para el proyecto de Novatek se necesitarán hasta 40 metaneros nuevos.

c) África Norte: Argelia y Egipto.

Las exportaciones de esta zona llegaron en 2019 a 15,7 millones de toneladas, siendo el 77,7% exportaciones argelinas, y el resto egipcias.

Argelia ha pasado parte de sus exportaciones al mercado spot como consecuencia de la gran presión comercial competitiva del mercado estadounidense hacia Europa. Por ejemplo, EE. UU ya ha llegado a superar a Argelia en la cantidad de gas natural importado a España, ras 30 años de ser su principal proveedor de gas (Navarro, 2020).

Por su parte, Egipto consiguió en 2019 aumentar su producción hasta casi 3,5 millones de toneladas, pero el desafiante año 2020, el retraso en el reinicio de las operaciones en la terminal de Damietta, con capacidad de producir 5 millones de toneladas al año, y el cierre temporal de la terminal de GNL Idku, de 7 millones de toneladas al año, han producido una contracción en 2020.

d) *África Occidental: Camerún y Nigeria.*

En Nigeria, sexto exportador más importante del mundo con una participación en el mercado del 6%, las exportaciones se mantuvieron estables en 2020 tras un crecimiento del 5,6% en 2019, llegando a 20,8 millones de toneladas en los dos últimos años. Se estiman crecimientos del 2% y del 1% para 2021 y 2022, crecimientos moderados tras un año complicado. La terminal de *NLNG T7*, con capacidad para 4,2 millones de toneladas/año, no comenzará a operar hasta 2025, según las últimas informaciones.

En Camerún, gracias a la puesta en marcha de su proyecto off-shore, *Kribi FLNG*, con capacidad para 1,2 mtpa, llegó a los 1,3 millones de toneladas exportadas en 2019 (Africa Oil and Power, 2020). Además, conviene citar que en Mauritania se está construyendo el proyecto Tortue West Ahmeyim, de BP, que comenzará a operar previsiblemente en 2023.

e) *Trinidad y Tobago.*

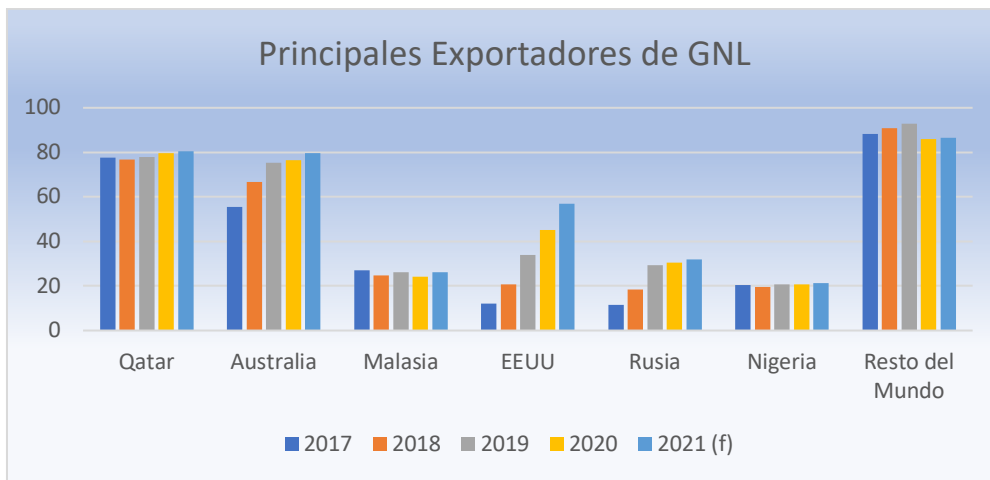
Las exportaciones de Trinidad y Tobago decrecieron en 2020 un 16% exportando 10,5 millones de toneladas. En 2021 se estima un crecimiento moderado del 5,7%, y ningún cambio de cara a 2022, considerándose un estancamiento del comercio de este país. Los 13,7 mtpa de 2013 parecen algo lejano y difícilmente realizable en los próximos años.

Las exportaciones a clientes de la cuenca atlántica representaron el 74% de las exportaciones de Trinidad en 2019. Las exportaciones de GNL a España siguieron creciendo con fuerza, aumentando en un 31% hasta los 2,1 millones de toneladas.

iii. Perspectiva de las Exportaciones.

Con todo lo comentado, y según las proyecciones, se prevé que en 2021 el comercio mundial de GNL aumente un 5,6% y se sitúe en 383 millones de toneladas, siendo un año de recuperación importante tras un 2020 en el cual no se pudo crecer todo lo estimado. De cara a 2022, se prevé que se llegarán s los 398 millones de toneladas.

FIGURA 18: PRINCIPALES PAÍSES EXPORTADORES DE GNL DEL MUNDO (2017-2021) - MTPA



Fuente: Clarksons, 2021

No se esperan grandes crecimientos hasta la mitad de esta década, debido a retrasos en la puesta en marcha de varios proyectos, antes de que comience la próxima "ola" entre 2024 y 2026 de inicio operativo de grandes proyectos por sus capacidades de producción, como serán los de Estados Unidos, Rusia y Qatar, principalmente, y de otros menores en el resto de los países exportadores. Se puede por ello afirmar que existe un claro potencial de crecimiento a largo plazo en la demanda mundial de gas y el comercio de GNL, junto con la aparición de nuevas formas de negocio relacionadas con el gas natural licuado (GNL).

Por ello, las estimaciones sobre la demanda mundial de GNL estiman un fuerte aumento, llegando a 700 millones de toneladas métricas de cara a 2040, frente a los 362 millones de toneladas del año pasado, gracias al sólido crecimiento en Asia y al incremento del uso de gas en otros sectores.

c. Importación de GNL.

i. Panorama de la Importación de GNL.

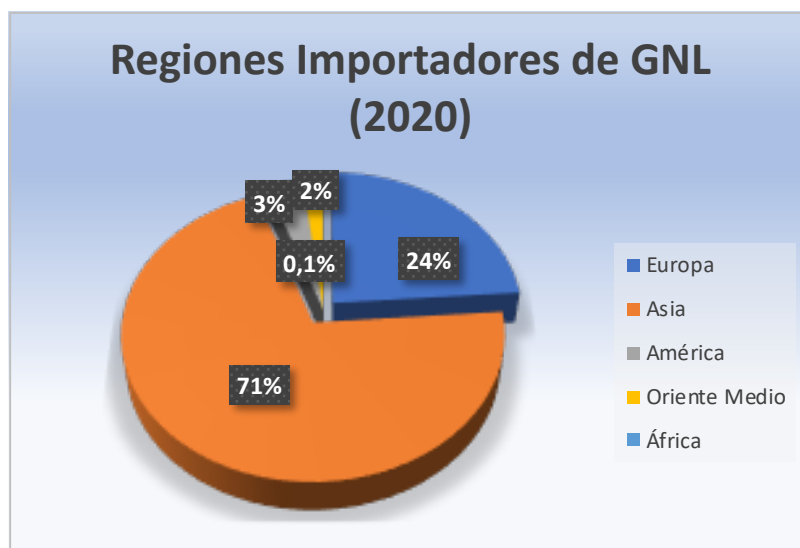
Con la correlación directa con las exportaciones (importación-exportación), las importaciones en 2020 crecieron un 1,8% hasta situarse en los 362 millones de toneladas de GNL. Las previsiones iniciales de crecimiento anual del 5% no pudieron concretarse por culpa, principalmente, de la pandemia. Por ello, las perspectivas para 2021 y 2022 son que el comercio del GNL crezca en torno al 5,6% y 3,8% respectivamente. En 2020 se registraron un total de 45 importadores de GNL en el mundo, dos más que en 2019, y se considera que aumentarán hasta 48 este 2021. Por lo tanto, cada vez más países demandan GNL.

En el primer trimestre, las importaciones habían crecido en torno al 10% interanual, gracias a la importante demanda de Europa e India, en un mercado de precios bajos. Sin embargo, la demanda mundial de gas y GNL se contrajo drásticamente desde entonces, a pesar de la fuerte demanda de china, que ha sido el principal país que ha provocado que en 2020 hubiese crecimiento global, sobre todo con el aumento de un 8,1% de las toneladas-milla, con muchos viajes desde EE. UU. para satisfacer dicha demanda creciente.

Por su parte, la capacidad de regasificación asociada a los países que importan el GNL, y que a su recepción debe ser devuelto a su estado natural gaseoso antes de ser enviado a los consumidores finales, aumentó en 2020 un 2% llegando a los 930 mtpa. Se prevén aumentos del 8% para 2021 y del 4% para 2022, y con ello, superar los 1.000 millones de toneladas de capacidad de regasificación. En 2019, las FSRU representaron el 40% del aumento de capacidad, mostrando la firmeza de esta nueva vía de negocio.

En total, hay proyectos de importación de GNL, ya sean en construcción o propuestos, en 60 países, de ellos 33 sin infraestructura de importación de GNL existente.

FIGURA 19: REGIONES IMPORTADORAS DE GNL – CUOTAS 2020



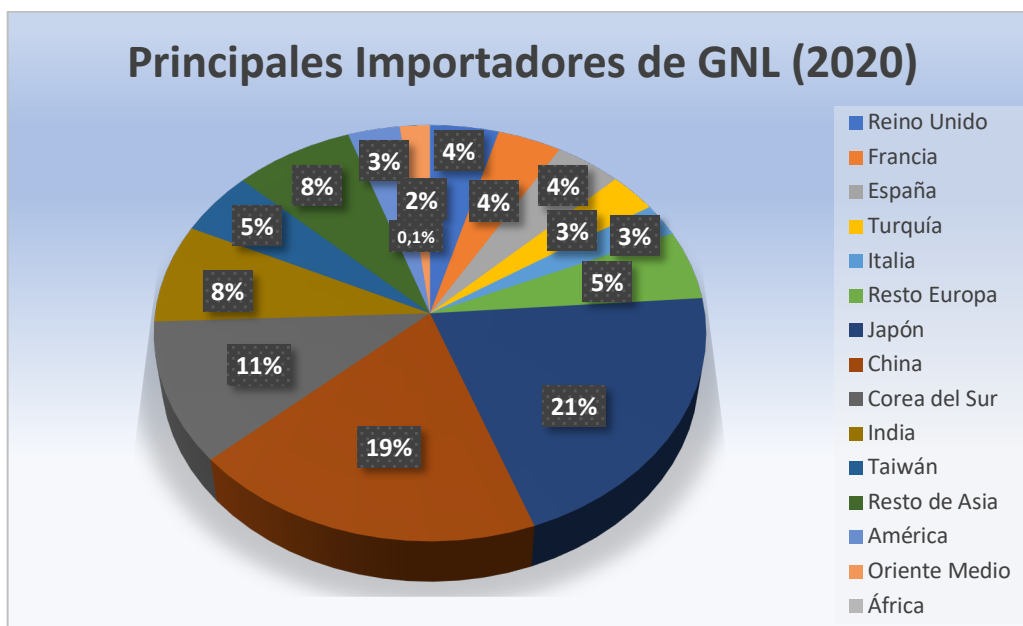
Fuente: Clarksons, 2021. Elaboración propia.

La gran región importadora de GNL en el mundo es Asia, que acapara más del 70% del total del volumen de las importaciones mundiales, seguida, muy de lejos, por Europa, con casi el 25% del total. Hay que tener en cuenta que Europa recibe una gran cantidad de gas por los gasoductos rusos, y esas cantidades no computan como comercio de GNL. Además, la superficie y necesidades energéticas también son claramente dispares.

ii. Países Importadores de GNL y su Actual Situación en el Mercado:

Dentro de la zona asiática, región predominante en las importaciones de GNL, destaca Japón como el primer país en cantidad de gas natural importado, con un 21% de participación que representan 74,6 millones de toneladas en 2020. Le sigue China con un 19% de cuota; el primer país no asiático en 2020 fue España, con 15,2 millones de toneladas, un 4,3% del total, siendo el sexto país del mundo. África apenas importó GNL gracias a que consumen su propio gas, o a que no tienen demanda de este combustible ante la menor presión legislativa en sus países en cuanto al uso de fuentes de energía menos contaminantes. En Oriente medio también consumen el gas que producen sus yacimientos y por ello tan solo se han registrado menos de 8 millones de toneladas importadas a los países que lo conforman.

FIGURA 20: PRINCIPALES IMPORTADORES DE GNL - 2020



Fuente: Clarksons, 2021. Elaboración propia.

1. Asia/Pacífico.

Los países de Asia continúan siendo los mayores importadores de gas natural licuado. Y continúan a inicios de 2021 firmemente importándolo. Además de acaparar el 71% de las importaciones, se prevé que tanto a finales de 2021 como de 2022 este porcentaje se mantenga e incluso aumente en algunas décimas.

En 2020, esta región fue la que mantuvo el comercio de GNL activo y y la protagonista de que no se sufriera una contracción del mercado. Tras un importante repunte en el primer trimestre y un crecimiento del 7% interanual, la llegada de la pandemia causó una desaceleración de las importaciones chinas. Se estima que los volúmenes totales entre abril y mayo disminuyeron en un 4% interanual. Sin embargo, la demanda china y de otros países como India y Taiwán consiguió revertir la situación y crecer a lo largo de la segunda mitad del año, permitiendo a la región no solo mantener los niveles de 2019, sino incluso crecer un 4%. Crecimiento superior al 3% estimado para 2019, aunque aún se queda lejos del 13% de 2018 y el 10% de 2017.

Sin embargo, las importaciones de Japón y Corea del Sur, primer y tercer mayores exportadores del mundo, se contrajeron un 3% y 1% interanual en 2020, importando un total de 114,3 millones de toneladas. Se estima que en 2021 China superará a Japón como mayor importador mundial, escenario que ya se esperaba en 2020, pero que la situación económica mundial no permitió.

a) *Japón.*

Japón, primer importador de GNL del mundo, se ha mantenido a la cabeza también en 2020 a pesar de las previsiones anteriores a la pandemia. Con 74,6 millones de toneladas en 2020, supone un 21% de la participación en el mercado, a pesar de la caída del 3% interanual y del 16,4% desde 2014, cuando importó 89,2 millones de toneladas. La razón principal ha sido la reactivación paulatina de centrales nucleares cerradas tras el tsunami de Fukushima, lo que ha lastrado la demanda de GNL. En 2014, Japón representó el 36,3% del total de las importaciones mundiales y el 49,5% de las importaciones asiáticas, frente al 29% actual, porcentaje que irá disminuyendo en los próximos años ante la gran demanda de gas de China.

Japón viene cayendo en toneladas importadas de GNL desde entonces y se estima que en 2021 baje un 1% y en 2022 otro 2%, para terminar con 72,3 millones de toneladas anuales.

Una de las causas de la caída del comercio de GNL por parte de Japón es la mayor permisibilidad del actual mercado, más líquido, para cancelar o aplazar parte de los volúmenes contratados a largo plazo. A pesar de ello, tras la promulgación de una serie de regulaciones restrictivas con la seguridad de centrales nucleares, en los últimos años se han quedado inactivas 3 centrales nucleares en Japón que, junto con la competitividad de las importaciones al spot, pueden provocar que no se contraiga en exceso, aunque el país nipón no crezca en el mercado del GNL.

Por otro lado, en cuanto a capacidad importadora y de regasificación por nuevos proyectos, Japón aumentó a 220 millones de toneladas anuales ya a mitad de 2020, y cuenta con otros 5 mtpa en construcción, mostrando una clara intención de continuar siendo uno de los grandes importadores de GNL en los próximos años.

b) China.

China acabó 2020 como el segundo importador del mundo por cuarto año consecutivo, con un total de 69,1 millones de toneladas, lo que equivale al 19% de la cuota de este mercado.

En los últimos años China ha iniciado una estrategia de diversificación de las importaciones de gas, en cuanto a su origen, contratos a largo y corto plazo y entre importaciones y producción local. Esta estrategia aún continúa. Del mismo modo que por su situación geográfica, recibe gas tanto por gasoductos, desde Rusia o Myanmar; como GNL por sus costas, desde EE. UU., Qatar o Australia (Grigas, 2017).

Tras una caída clara de las importaciones a principios de 2020 con el brote de Covid, en el cual en sus primeros dos meses tan solo crecieron un 2% interanual, tras el crecimiento del 12% de 2019 respecto a 2018, el comercio comenzó a recuperarse hacia la mitad y final de año.

Hay que tener en cuenta que, a comienzos de año, muchos compradores de GNL declararon fuerza mayor, ante la situación de convulsión económica provocada por la pandemia, con respecto a contratos a largo plazo de compra de gas natural licuado. Pero ya que en China fue donde surgió el primer brote y comenzaron a contener la situación con premura con grandes restricciones a la población, de cara al segundo trimestre el país ya se encontraba con un mayor control interno de la pandemia.

Esto permitió retomar con fuerza la actividad importadora de GNL y en mayo y abril se consiguieron crecimientos del 12% y 18% interanual respectivamente, y que al final de año se produjera un crecimiento del 11,8% interanual.

A pesar de que se estimaba que en 2020 China superaría a Japón como primer comprador de GNL, aún habrá que esperar a este año 2021, cuando se prevé un crecimiento interanual en China del 14%, frente a la contracción del 1% japonesa. China acabaría el año con casi 79 millones de toneladas, un 20,5% del total de las importaciones estimadas, 5 millones más de las esperadas para Japón.

China cuenta con un tercio de la capacidad total de regasificación mundial en construcción, 47 millones de toneladas anuales. Además, en la actualidad cuenta con prácticamente el 10% mundial de capacidad ya operativa. Esto muestra la firmeza de China para continuar importando GNL y convertirse en el primer importador mundial, a la vez que realiza paulatinamente una transición hacia el uso de fuentes de energía más limpias, siendo el gas natural el puente hacia energías más verdes, que aún requieren de mayor desarrollo tecnológico.

c) *Corea del Sur*

El tercer gigante asiático en cuanto a importación de GNL, Corea Sur, tuvo una contracción del 1% en 2020, acabando el año con 39,7 millones de toneladas, tras empezar el primer trimestre con un crecimiento del 20% interanual. A pesar de ello, aún representa el 11% de las importaciones mundiales, y este año se prevé un crecimiento del 2% que lo situaría en 40,5 millones de toneladas.

El crecimiento inicial del año pasado fue provocado por los bajos precios del GNL y fortalecido por la transición generalizada en el mundo hacia combustibles más limpios, amparadas por políticas estatales que limitan las emisiones de carbono.

A raíz del Covid-19 la demanda de GNL bajó, subieron las existencias, lo que provocó que Kogas (Korean Gas Corporation), compañía estatal coreana importadora de GNL y operadora de terminales de regasificación en el país. (BNamericas, nd), dejase de realizar compras de GNL y pospusiese varios cargamentos.

d) *India.*

India es uno de los pocos países que creció en 2020 a pesar de la pandemia, exactamente un 16,2%, y tienen estimaciones de crecimiento en los próximos años. Se trata del cuarto mayor importador del mundo, con 27,9 millones de toneladas en 2020, un 7,7% del total de importaciones mundiales. Desde 2015, India ha aumentado sus importaciones desde los 14,8 millones de toneladas hasta esta cifra. Esto es, un 88,5% de crecimiento en tan solo 5 años.

Como ocurrió con todos los países importadores, los primeros meses se registraron aumentos de las importaciones de GNL notorios, pero en el segundo trimestre se llegaron a records negativos en cuanto a disminución de la demanda. Con todo, desde mediados de año se comenzaron a ver signos de mejora y se pudo recuperar de la situación tan adversa.

De cara al futuro, India ha mostrado su intención de continuar aumentando las importaciones de GNL, y se apunta a que de cara a 2030, el 15% de la energía utilizada en este país sea gas natural, duplicando su participación actual. Para ello, hay en construcción plantas que permitirían aumentar la capacidad de importación en hasta 21 millones de toneladas al año, además de otros proyectos propuestos que están avanzando en sus fases previas a construcción, que llegan a los 28 millones de toneladas de capacidad, incluyendo el uso de FSRUs en hasta el 80% de la capacidad futura. Esto muestra un nuevo nicho de mercado emergente, en cuanto a la regasificación y almacenamiento de gas natural en los países importadores. También se espera la construcción de infraestructura que permita conectar las plantas de regasificación con centros de consumo más cerca de zonas urbanas.

e) *Taiwán.*

Taiwán consiguió también aumentar el total de GNL con respecto a 2019, y llegar a los 18,1 millones de toneladas en 2020, un 8,3% más con respecto al año anterior. Además, se esperan crecimientos del 2% y del 15% para 2021 y 2022 respectivamente. Taiwán es el quinto mayor importador de GNL mundial, siendo Qatar su mayor proveedor, seguido de Malasia (GNL Global, 2019).

f) *Tailandia.*

Tailandia importó en 2020 5,7 millones de toneladas de GNL, un crecimiento del 14% interanual. Todo hace indicar un aumento en los próximos años, estimándose ya para 2020 un total de 7,7 millones de toneladas. Esto es consecuencia de la caída de la producción nacional para autoconsumo, juntamente con los esfuerzos del gobierno por liberalizar el mercado de gas y convertir al país en un centro de comercio de gas natural.

g) *Resto de países asiáticos.*

En total, el resto de los importadores de la región alcanzaron un total de 22,2 millones de toneladas en 2020, un 8,6% del total de Asia, y un 6,1% del total importado mundialmente. En general, estos países conjuntamente mantuvieron los niveles de capacidad total que en 2019. En el subcontinente indio, destaca el uso de FSRU por parte de Bangladesh y de Pakistán.

Por un lado, Bangladesh supera los 4 millones de toneladas anuales de GNL importadas, habiéndose aumentado en más de un millón de toneladas en 2018 tras la llegada de la FSRU *Summit LNG*.

En Pakistán, por su parte, el 100% de su GNL es regasificado en unidades FSRU. Se están estudiando instalar hasta 17,5 millones de toneladas de capacidad de regasificación, todo por medio de FSRUs

En el sudeste asiático, Malasia, Indonesia y Singapur son el resto de los importadores de la región. En Singapur, el desarrollo de la infraestructura de abastecimiento de combustible de GNL, para poder ofrecer gas natural licuado como bunker a nuevos buques con motores duales, fortalecerá la demanda regional. En Malasia, ya solo hasta mayo de 2020 se llegaron a los 1,2 millones de toneladas importadas de GNL, y de cara a 2021 comenzarán a importarse cargas con la planta de regasificación de Sungai Udang, propiedad de Petronas, con capacidad de 3,8 millones de toneladas anuales.

2. Región del Atlántico.

La región del Atlántico engloba principalmente a los países europeos, con un total de 83,9 millones de toneladas compradas en 2020, además de los países de América (tanto Norteamérica como América Central y Sudamérica) que juntos llegaron a importar 12,2 millones de toneladas en el mismo año. En total, esta región se quedó a las puertas de los 100 millones de toneladas, con exactamente 96,6 millones, tras una caída del 4,1% interanual, desde los 102,8 mtpa de 2019.

Aunque cierto es que 2019 fue un año en el que el comercio de GNL de Europa creció un 68%, y por lo tanto también los números de toda la región se vio impulsada por ello, produciéndose un “boom” en la demanda de gas por mar.

La pandemia tuvo un mayor impacto en países desarrollados occidentales, por lo que en 2020 no se pudo llegar a los niveles del año previo. Con todo ello, se espera una recuperación de la situación y un leve crecimiento en 2021.

a) *Europa.*

En Europa parte de las políticas relacionadas con el gas han sido diseñadas para tratar de independizarse del gas ruso y de la influencia política que este acarrea. La Unión Europea ha sido en la última década proactiva para conseguir esto y ha buscado llevar a cabo políticas de demanda por encima de políticas de dependencia. Diferentes regulaciones y la diversificación de

proveedores, junto con la búsqueda de renovación y eficiencia han tenido también importancia en ello (Grigas, 2017). En 2020 Europa supuso el 23,8% del total del comercio de GNL mundial, desde el punto de vista de la importación, alcanzando los 86,4 millones de toneladas, tras caer un 1% interanual.

Como se acaba de comentar, 2019 fue un gran año en cuanto al crecimiento del GNL importado a Europa. Este fuerte aumento de las importaciones se produjo ante una demanda asiática moderada, que solo creció un 3%; los precios históricamente bajos del gas natural; y los retrasos causados por el gasoducto ruso *Nord Stream 2*, en parte como consecuencia de dificultades políticas. Por ello, las importaciones de los países europeos crecieron con firmeza hasta 2020. Además, consecuencia de los volúmenes altos de compra de GNL en 2019, aumentó también la cantidad de almacenamiento a niveles históricamente altos.

En Europa, España, Francia y Reino Unido destacaron en 2020 como demandantes de GNL, con el 53% de las importaciones europeas en 2020. Estos países importaron entre 14,9 y 16 millones de toneladas en 2020, siendo los anglosajones los que ostentaron en 2020 la primera posición, aunque en la última década había sido habitual que esta posición la ocupara España, exceptuando algún año, como ocurrió en 2015.

Estados Unidos, Rusia y Qatar son los principales exportadores de GNL a Europa. EE. UU. expandió su cuota en el mercado europeo sobre todo en 2019, llegando a representar el 15%, triplicando su porcentaje de 2018. Rusia representó en torno al 17% de las importaciones recibidas por países europeos en 2019, algo más del doble que en 2018. Por su parte, las importaciones provenientes de Qatar llegaron en 2019 al 27% de la demanda total europea.

Para el futuro, la menor producción de gas natural de los yacimientos del Mar del Norte y del campo de producción de Groninga, lo que, junto con el cambio generalizado para continuar la transición verde, deberían favorecer aumentos de la demanda de gas natural en Europa. Aunque el potencial del gas natural como “*commodity*” con gran abundancia en el mercado internacional, la diversidad de

mercados y de formas de oferta, permitirán a Europa tener una gran actividad en este mercado y con una demanda creciente, a la vez que este comercio será menos político (con respecto a Rusia) (Grigas, 2017).

b) Turquía

Turquía ha sido uno de los pocos países que aumentaron su importación en cada uno de los cinco últimos años, consiguiendo crecer en 2020 un 19% para llegar a los 11,2 millones de toneladas. Ya en 2019 había crecido un 13%. El país otomano compró cargas en el mercado *spot* a precios competitivos en mayores volúmenes que en años anteriores, en lugar de gas ruso de gasoducto. A pesar de la puesta en marcha del gasoducto ruso *TurkStream*,

A mitad de 2020, la capacidad total de regasificación anual del país era de 16,5 millones de toneladas, siendo casi el 50% proveniente de unidades FSRU, además de contar con otros 5,5 millones de toneladas de capacidad anual en proceso de construcción que estarán operativas en 2021 y 2022.

c) Norteamérica

Las importaciones de esta zona han bajado prácticamente un 40% en 2020, hasta los 3,8 millones de toneladas. Destaca el caso de Estados Unidos, que ha pasado de ser importador a exportador de GNL, cada vez con mayor importancia. En los últimos años tan solo ha demandado cantidades mínimas y puntuales de gas natural, principalmente para satisfacer necesidades de demanda estacional en el noreste.

d) Sudamérica y Centroamérica

Las importaciones de GNL a América Latina cayeron un 12,6% hasta los 8,3 millones de toneladas en 2020, tras también bajar un 7,4% en 2019. Actualmente engloban un 2,3% de las importaciones globales.

Parte de esta caída se ha debido a la disminución de más del 50% de las importaciones argentinas de GNL en 2019 junto con el aumento de la producción de gas de esquisto de Vaca Muerta. Las últimas informaciones, además, afirman la intención de YPF de invertir hasta 1.500 millones de dólares (USD) en este yacimiento para aumentar la capacidad de producción. Con todo ello, Argentina trata de buscar la autosuficiencia energética de gas natural, e incluso, ir poco a poco exportando (Newbery, 2021).

En México, las importaciones de GNL han caído por los aumentos de los volúmenes de las exportaciones de gas natural desde Estados Unidos, por medio de gasoducto, junto con la caída generalizada por la pandemia Covid-19. A mitad de 2020, en México existía ya una infraestructura de regasificación de 17 millones de toneladas anuales. En 2020 han entrado además otros 0,2 millones de toneladas de regasificación, a través de la terminal “La Paz LNG”. Por otro lado, tan solo hay propuesto, aún sin construcción, una terminal de regasificación nueva con una capacidad anual de 2 millones de toneladas, en Yucatán. A más largo plazo, existe cierta incertidumbre respecto a la demanda de gas natural por parte de México, con mucha dependencia hacia cómo evolucionarán las políticas estatales al respecto y dependiendo del desarrollo de los campos de gas de esquisto del norte del país, así como de las importaciones desde EE. UU.

En toda esta gran región latinoamericana, de cara a los próximos años, se estima un crecimiento de la demanda de gas natural. En 2021 se espera una recuperación sustancial del 16% para superar los 9,5 millones de toneladas; y del 13% de cara a 2022.

A más largo plazo, se estima que esta extensa región demandará un alto número de unidades FSRU, que permitirán tener una capacidad de regasificación flotante de en torno al 90% de los 25 millones de toneladas anuales de proyectos que aún se encuentran en fase inicial.

3. Oriente Medio

Tras dos años de disminuciones de las importaciones de GNL, en 2020 se produjo un repunte del 9,5% interanual, que representan los 6,9 millones de toneladas de gas natural licuado transportado a los países de esta región. A su vez, esta cantidad supuso un 1,9% de las importaciones globales.

La caída de los años anteriores había sido, principalmente, consecuencia del aumento de las importaciones de gas de Jordania provenientes de gasoductos egipcios e israelíes; y el bloqueo económico liderado por Arabia Saudí a Qatar, (Calik, 2020) y sus exportaciones de gas a zonas más lejanas. Aunque esta última barrera solo ha afectado a las exportaciones.

Kuwait ha sido el principal importador de la zona los últimos años, ya que en 2019 demandó 3,6 millones de toneladas, de las cuales más del 70% era gas proveniente de Qatar y de Omán. Desde 2016 las importaciones se han mantenido estables y en torno a los 3,5 millones de toneladas, pero se espera que en 2022 y 2023 las importaciones de GNL aumenten gracias a la puesta en marcha de una nueva terminal de regasificación (*Al Zour*) con capacidad para 22 millones de toneladas, actualmente en construcción.

Por su parte, Dubái, uno de los emiratos que conforman los Emiratos Árabes Unidos, superó el millón de toneladas importadas en 2019, llegando a 1,4 millones. El descubrimiento del yacimiento de gas de *Jebel Ali*, gas poco profundo, con capacidad para 80 mil millones de pies cúbicos (El Correo del Golfo, 2020), esto es, más de 2 mil millones de metros cúbicos, podría provocar una autosuficiencia mayor de la región y que disminuyan las importaciones en los próximos años. Aunque lo que sí aumentarían son las exportaciones, y por lo tanto, el comercio de gas de Dubái con el resto del mundo, aunque invirtiendo la dirección del flujo y aumentando las cantidades.

iii. Perspectiva de la Importación de GNL

Sobre el incremento estimado para este año 2021 del 5,6% interanual, el mayor crecimiento se centrará en Asia, con un crecimiento del 6% gracias al aumento del 14% de las importaciones en China. En términos porcentuales, destaca el crecimiento previsto en África del 950%, ya que de apenas 100 mil toneladas importadas en 2020 y 2019, se estiman 1,1 millones de toneladas importadas este 2021, siendo aún algo insignificante. Por su parte, Europa vivirá un estancamiento en este aspecto, con un crecimiento del 1% en 2021 y una contracción del 2% en 2022.

Las proyecciones para 2021 auguran un crecimiento de la demanda, y se espera que se llegue a los 382 millones de toneladas y a los 1680 billones de toneladas-milla, un 9% superior a 2020, ya que el aumento de la demanda será principalmente asiático, implicando una distancia media en carga más alta.

A largo plazo, se espera que el GNL desempeñe un papel clave al facilitar el uso del gas natural como combustible "puente" en la actual tendencia a usarse combustibles más ecológicos y menos dañinos para el medio ambiente.

VI. Nuevos Proyectos y Segmentos para el GNL.

a. Nuevos Proyectos de Exportación y Crecimiento de la Flota.

i. Proyectos de Exportación en Construcción.

Las últimas actualizaciones muestran hasta un total de 23 proyectos que se encuentran oficialmente en construcción y que requerirán de nuevos buques metaneros para poder transportar las cantidades de GNL que se producirán en estas nuevas plantas de licuefacción.

De entre ellas, 4 entrarán en operación este mismo año. La mayor es estadounidense, en *Corpus Christi*, con una capacidad de producción de 4,5 mtpa, y se estima que requerirá cinco metaneros para hacer frente a su transporte. En Rusia, la FSU *Portovaya LNG* (1,5 mtpa) requerirá por lo menos de un buque, y la nueva terminal de *Yamal LNG* (0,9 mtpa) otro. Por su parte, Indonesia requerirá de un metanero en firme para transportar el GNL producido por la nueva terminal de *Sengkang LNG* (0,5 mtpa). Por ello, en 2021 se espera que entren al menos 8 nuevos metaneros en contratos a largo plazo.

De cara a 2022 aumentará el número de metaneros requeridos para estos proyectos, ya que se necesitarán 22 buques. La terminal de *Calcasieu Pass LNG* en EE. UU. (10 mtpa) necesitará de 15 metaneros. En Indonesia, la nueva terminal de *Tangguh LNG* (3,8 mtpa) se estima que contratará a 4 buques de aproximadamente 155.000 m³. Por su parte, Mozambique a través de su FLNG *Coral South 1* (3,4 mtpa) tendrá trabajo para otros 4 metaneros.

En la ventana 2023-2026 se habrán terminado de construir otras 16 terminales con una capacidad total de 107 mtpa y que requerirán, previsiblemente, de 140-145 metaneros. Destacando los 40 metaneros que necesitará Qatar para 2025 y 2026 o los 43 de EE. UU. Rusia también requerirá de 17 metaneros y Canadá de 14, para su proyecto de “*LNG Canada*” de 14 mtpa, para operar en 2025.

ii. Proyectos de Exportación en Fase FEED

De entre la totalidad de proyectos que actualmente se encuentran oficialmente en fase FEED, encontramos 55 nuevas unidades de licuefacción con una capacidad total combinada de casi 360 mtpa y que se prevé que operen entre 2023 y 2028. Se estima que se requerirán 375 metaneros, la gran mayoría de cuarta generación, con aproximadamente 174.00 m³ y motores duales.

Dos de ellas, en EE. UU., comenzarían a operar en 2023 con una capacidad de producción combinada de 2,9 mtpa y requerirán 3 metaneros. De cara a 2024 encontramos otros 15 proyectos con una capacidad de 90 mtpa y la necesidad de 93 nuevos buques metaneros, de los cuales 9 son estadounidenses (58 mtpa – 62 metaneros necesarios). Destaca también la terminal rusa *Baltic LNG* (13 mtpa) que requerirá 10 metaneros, así como las terminales canadienses de *Bear Head LNG* y la FLNG *Western* (8,5 mtpa combinadas) y los 10 buques que operarán con su producción de GNL. Australia, Israel y México también planean construir nuevas terminales para 2024.

De cara a 2025-2028, se encuentran en esta fase del desarrollo otros 38 proyectos con una capacidad de producción de 266 mtpa y que requerirán, previsiblemente, 280 nuevos buques metaneros. 26 de estas terminales son estadounidenses. Qatar, Rusia o Canadá también comenzarían a producir más GNL en cantidades relativamente importantes, con 15,6 mtpa, 16,4 mtpa y 25,7 mtpa respectivamente, aunque se quedarán lejos de la nueva producción que se espera para EE. UU. En este período: 188 mtpa (de entre proyectos actualmente en fase FEED). México, Mozambique y Australia también están en esta fase con nuevas terminales.

iii. Proyectos de Exportación Propuestos.

En estos momentos encontramos 64 nuevos proyectos propuestos, a los que aún les queda mucho recorrido en aspectos administrativos, de financiación

y construcción, para conseguir operar, pero que deben ser tenidos en cuenta. Estos proyectos comenzarían a operar antes de 2032.

Estos proyectos tienen una capacidad de producción combinada de 355 mtpa. Son nuevas terminales por todo el mundo, desde los países exportadores más importantes en la actualidad hasta terminales de licuefacción en Filipinas, Yibuti, Congo, Chipre, Gabón, Mozambique, Mauritania y Tanzania. En total, se considera que se requerirán un total de 367 nuevos buques metaneros para hacer frente al transporte del GNL de estas nuevas terminales hacia las terminales de regasificación de las zonas demandantes.

De ellos, los que podrían comenzar a operar antes son: un pequeño proyecto en Mozambique (0,15 mtpa), otro en Canadá (0,8 mtpa) y uno en Rusia (0,33 mtpa), en 2023. Cada uno requeriría de un metanero. Son proyectos pequeños que, debido a su tamaño de “*small-scale*”, tampoco necesitarán mucho tiempo para ponerse en actividad una vez entren en fases más desarrolladas.

Entre 2024 y 2026 encontramos hasta 36 nuevos proyectos propuestos, con una capacidad de licuefacción total de 170 mtpa y una necesidad de contratación de 180 buques metaneros.

El resto de los proyectos en esta fase primaria (25 proyectos) suman 180 mtpa y aún queda tiempo para que estén listos para operar. Estos proyectos a largo plazo requerirán otros 180 buques metaneros. Debido a la lejanía temporal de estos, no sería extraño que alguno incluso se retrasara o pospusiera. Con todo ello, también sería coherente pensar que aparecerán nuevos proyectos propuestos próximamente, también a largo plazo, que aumenten la capacidad de producción de GNL en el mundo. Se encontrarán nuevos yacimientos y las nuevas tecnologías que se desarrollen permitirán obtener más gas natural de otras explotaciones.

iv. Resumen: Número de Proyectos por Años y Buques Estimados.

Recopilando la información de este apartado y la necesidad de buques metanero observamos que en 2021 comenzarán a operar 4 proyectos que requerirán 8 buques nuevos. Todos ellos ya en su fase final de construcción.

De cara a 2022 hay 3 proyectos en construcción y uno propuesto que requerirán de 24 metaneros para transportar el GNL que produzcan.

En 2023 encontramos tres proyectos en construcción, dos en fase FEED y otros dos propuestos que se estima demandarán 22 buques.

En 2024, 136 metaneros se repartirán entre 26 nuevas terminales, de las cuales dos están en construcción, quince en fase FEED y el resto propuestas y estudiando a fondo el proyecto.

31 nuevos proyectos comenzarían a producir GNL en 2025 y requerirán contratar 189 metaneros de última generación.

Ya en 2026, se contratarán 36 buques para hacer frente a la producción de 36 nuevas terminales, 6 de ellas ya en construcción, destacando EE. UU. y Qatar; y 14 en FEED.

El resto de los proyectos para comenzar a operar a más largo plazo (2027-2032) suman 34 y permitirán contratar 252 buques metaneros.

Con todo ello, destaca el crecimiento que tendrá EE. UU., ya que representa el 39,4% de la totalidad de proyectos, el 42% de futura nueva capacidad de producción y el 44% de nueva flota necesaria para operar en las nuevas terminales. Por su parte, Canadá representa el 18,3% de nueva capacidad de producción y el 16,8% de nueva flota para transportar ese GNL. Rusia, en tercer lugar, representaría el 13,2% de nueva capacidad y el 12% de nueva flota.

Estos números hacen referencia a estos proyectos, partiendo de la información de Clarksons, aunque pueda que haya otros proyectos de los que esta entidad no es consciente o no considere probable su desarrollo futuro. De todos modos, en cualquier momento podrían aparecer nuevos proyectos de GNL que incrementen aún más esta lista y el comercio de gas natural mundial.

El futuro de la industria del GNL parece asegurado durante las próximas décadas. La demanda de gas crecerá, la oferta se expandirá y la tecnología continuará evolucionando (Tusiani et Shearer, 2007).

b. Floating LNG: Unidad de Licuefacción Flotante.

i. Panorama de FLNG.

Las unidades FLNG, ya definidas anteriormente en este trabajo, han supuesto un desarrollo muy innovador en el sector, que permitirán explotar un nuevo rango de reservas de gas natural. Son, además, una gran oportunidad para entrar en el mercado de la licuefacción de gas y su venta para compañías energéticas independientes (Frima et al., 2017).

Para poder comparar de una manera más precisa, se puede afirmar que la infraestructura más cercana sería un FPSO (*Floating Production Storage and Offloading*) de crudo. Para su clasificación y definición legal y regulatoria dependerá de las leyes y normativas que se le apliquen, de donde vaya a operar y trabajar (territorio), de su bandera y tipo de FLNG que sea.

El uso de unidades FLNG aún no está plenamente expandido, puesto que su tecnología aún es muy reciente y requieren una inversión muy elevada por su alto precio. Algunos de los actores que intervienen en la licuefacción del gas se muestran precavidos ante cambios tan innovadores, y prefieren ser cautos antes de implementarlo a gran escala. Como mencionado más arriba, destacan los desafíos financieros, lo que obstaculiza el crecimiento en el sector FLNG.

A pesar de ello, es preciso resaltar que todos los procesos típicos asociados, desde las plantas existentes de licuefacción, el transporte marítimo, los contratos de ventas y las consideraciones legales, tan solo requerirían de ciertos ajustes para poder operar una unidad FLNG, con respecto a las terminales convencionales (Frima et al., 2017). Han sido diseñadas para ello, por lo cual, aunque la tecnología por ahora sea relativamente novedosa, está perfectamente contrastada y es totalmente operativa.

De todos modos, sí es cierto que comienzan a construirse/convertirse FLNG en el mercado y todo hace indicar que continuará aumentando su número, ya que existe potencial de crecimiento a largo plazo.

El primer FLNG fue encargado por Shell hace 12 años, el "*Prelude*", y desde entonces el desarrollo de esta flota ha sido intermitente, incluyendo los proyectos retrasados el año pasado. Estas unidades operan principalmente en lugares en los que una plataforma convencional de extracción y licuefacción de gas natural sería extremadamente cara para la producción potencias, o que existan algunos inconvenientes que una unidad flotante pueda solventar. En el sector se considera que esta tecnología es complementaria a la convencional y puede acelerar la producción de gas natural en determinados escenarios para poder satisfacer correctamente las crecientes necesidades mundiales (Shell, n.d.).

Uno de los puntos positivos de estas unidades es que pueden ser relocalizadas llegado el caso y comenzar a operar en otro proyecto de licuefacción de gas y de este modo desarrollar nuevos yacimientos.

Hay que tener en cuenta que estas unidades están diseñadas para operar durante, al menos, 25 años, y están diseñadas con una focalización de diseño clara hacia la seguridad, tanto medioambiental y operativa como para la tripulación (Gallagher, 2018).

ii. Flota y Pedidos de FLNG.

En la actualidad operan 5 FLNG en todo el mundo, construidos entre 2016 y 2020, siendo el “*Prelude*” de Shell el que cuenta con una mayor capacidad de producción al año, llegando a los 3,6 millones de toneladas al año. Esta unidad se encuentra a casi 300 millas al noreste de la costa occidental de Australia.

FIGURA 21: PRELUDE FLNG



Fuente: Offshore Engineer, 2019

Golar, Petronas (x2) y Exmar cuentan también FLNG con capacidades de producción entre 0,5 y 2,4 mtpa. La unidad “*PFLNG Dua*”, propiedad y operada por Petronas, con 1,5 mtpa la unidad más moderna, construida en 2020, y situada a 140 kilómetros de la costa de Malasia (OffshoreTechnology, 2020). La unidad “*PFLNG Satu*”, también propiedad de Petronas, aunque operada por Keabangan POC, también se encuentra en Malasia.

En Argentina se encuentra la unidad FLNG con menor capacidad, se trata de “*Tango FLNG*”, de Exmar y operada por YPF, en Vaca Muerta. Finalmente, la “*Hili Episeyo*”, propiedad de Golar y operada por Perenco, se encuentra en Camerún desde 2017.

Una nueva FLNG tiene previsto su inicio de operación en 2022, se trata de “*Coral Sul FLNG*”, que se situará en Mozambique por un período de 20 años con otros 10 años opcionales. Tendrá una capacidad de producción de 3 mtpa. (Eni, 2020)

Por su parte, la FLNG “*Gim*”, contratada en 2019 por una filial de Golar y con capacidad de 2,5 mtpa, operará en la frontera marítima entre Mauritania y Senegal, para comenzar en 2023, tras un retraso de 11 meses. El yacimiento de BP en el que operará, *Greater Tortue Ahmeyim*, se estima que producirá 15 billones de pies cúbicos en total (“*15 trillion cubic feet*”). Esta unidad flotante será una conversión a partir de un metanero de tanques tipo Moss. (Hrvacevi, 2020).

iii. Perspectiva de FLNG.

A este sector tan incipiente dentro del GNL aún le queda mucho camino por recorrer hasta poder afianzarse, ya que aún se encuentra en las primeras etapas de consolidación. Hay pocas unidades operando, y algunos proyectos para FLNG se han retrasado por diversos motivos, principalmente por financiación y la pandemia de 2020. A corto plazo no parece que vaya a tener un desarrollo significativo, debido a la poca cantidad de proyectos en construcción y pedidos para los próximos 2-3 años.

Aunque sí es cierto que se han propuesto una cantidad significativa de proyectos FLNG y las perspectivas positivas a largo plazo de la demanda de gas natural, así como los yacimientos encontrados en alta mar en diferentes partes del mundo y los que aún podrían encontrarse, parece indicar que sí hay cabida para este tipo de proyectos.

A finales de 2020 había hasta 28 proyectos que requerían una unidad FLNG. De ellos, 5 son considerados como “probables” y los otros 23 como posibles” (Clarksons, 2020). Entre ellos se encontrarían proyectos cerca de la costa de EE. UU., y en África Occidental.

Con todo ello, existe un gran interés en las soluciones de plantas flotantes de licuefacción al tener un menor coste que las plataformas tradicionales; tienen una mayor flexibilidad por su posibilidad de movilidad a otros yacimientos llegado el caso; y se está demostrando la compatibilidad con el resto de la cadena de suministro más tradicional mediante los proyectos ya operativos.

c. FSRU: Unidad de Regasificación y Almacenamiento Flotante.

Las unidades FSRU (*“Floating Storage Regasification Unit”*), ya definidas al principio de este trabajo, permiten dar una solución de mayor flexibilidad y son una alternativa económica a las plantas de regasificación convencionales. Ofrecen ventajas en cuanto a la rapidez de su puesta en marcha, tanto desde un punto de vista de construcción/conversión, como de procesos administrativo/legales y consecución de los permisos necesarios (Mokhatab et al, 2014).

Uno de los usos típicos de estas unidades es el suministro de gas combustible para la generación de energía de una central eléctrica de tamaño medio (Mokhatab et al, 2014).

i. Panorama de las FSRU

Como ya hemos comentado, este tipo de unidades ha estado cogiendo fuerza en los últimos años, ya que su tecnología ha conseguido desarrollarse favorablemente y son una opción para sustituir, en algunos lugares, a las terminales de regasificación típicas. Las FSRU requieren una menor inversión y menos tiempo de construcción que una terminal convencional, además de que, al ser un “elemento flotante”, se beneficia de una mayor laxitud normativa, al no estar sujetas a las legislaciones que regulan las instalaciones en tierra, generalmente mucho más exigentes y exhaustivas. Todo ello considerado en el momento de realizar el presente trabajo ya que las normativas al respecto pueden cambiar en los próximos años.

Las FSRU suelen tener una capacidad de entre 145.000 a 350.000 m³ y su capacidad de regasificación típica está en el rango de 0.5 - 2.0 mil millones de pies cúbicos al día (Mokhatab et al, 2014), aunque también, cada vez con más frecuencia, nos encontramos con soluciones de menor escala, para satisfacer otros nichos de mercado.

A todo ello se le une la posibilidad de que estas unidades flotantes también mantengan la capacidad de navegación propia de un buque metanero, para en caso necesario, poder realizar otro tipo de operaciones. Esto también permitiría navegar hasta puertos donde realizar su dique reglamentario, o navegar hasta el lugar en el que va a situarse para operar sin necesidad de ser remolcado.

Del mismo modo, son una solución perfecta para lugares con demanda estacional que requieren importar GNL, y que como consecuencias de su estacionalidad no justifican grandes inversiones en infraestructuras permanentes. Estas unidades no quedarían inactivas una vez pasada esta época del año de necesidad energética, y podrían realizar otros proyectos.

Aunque es cierto que en los últimos tiempos parece haber perdido algo de fuerza, y el desarrollo de este nuevo mercado se ha desacelerado con el retraso de algunos proyectos, sí es cierto que el potencial de crecimiento va a ser, como mínimo, constante en un futuro próximo.

La demanda de nuevas fuentes de energía más verdes también influirá en que en ciertos lugares (algunos países van más atrasados en normativa ecológica, pero llegará a todo el mundo) se requerirán terminales de regasificación estacionalmente, y, con ello, la demanda de FSRUs crecerá. Del mismo modo, un número importante de empresas energéticas están valorando la contratación de FSRUs para sus centrales de ciclo combinado y ofrecer suministro de electricidad a sus clientes, lo que aumentará la demanda de estas unidades.

Ya en 2020 las FSRU representaron el 11% de la capacidad total de regasificación mundial y casi el 50% de la capacidad en construcción de terminales/unidades de importación. Del mismo modo que muchos de los proyectos aún en estado de desarrollo primario cuentan con FSRUs como unidad de recepción de GNL.

En general, podemos decir que son una opción mucho más flexible para un mercado cada vez más líquido y volátil en expansión.

ii. Flota y Pedidos de las FSRU.

En 2021 se encuentran registrados 45 buques con planta de regasificación que pueden ser usados como unidades de almacenamiento, recepción de GNL y regasificación. De ellos, 33 tienen además la capacidad de navegar y ser usados como buques metaneros convencionales. De las FSRUs, hay una de tan solo 400 m³, tres unidades entre 25.000 y 28.000 m³ y ya las siguientes unidades ascienden a los 125.000 m³ de capacidad de tanques. En estos momentos, la mayor FSRU (sin capacidad de ser metanero como tal) cuenta con 83.000 m³, aunque los buques GNL con planta de Regasificación llegan a los 180.000 m³, e incluso hay uno de 263.000 m³. Estas unidades tienen una capacidad total de 13,34 millones de metros cúbicos de capacidad de tanques.

Actualmente hay dos buques metaneros con planta de regasificación incluida en construcción en un astillero chino, ambos de 174.000 m³, siendo metaneros de cuarta generación. A mediados de 2020 se hallaban en construcción 10 FSRUs a ser entregadas entre el último trimestre del año y 2021, con una capacidad total de almacenamiento de 1,45 millones de metros cúbicos.

a) *Conversión de Metaneros a FSRU.*

Dentro del posible crecimiento significativo que puede tener la flota de FSRU en los próximos años, un porcentaje importante podría ser a través de la conversión de metaneros convencionales a este tipo de unidades, ya sea manteniendo o no la navegabilidad. Sobre todo, partiendo de los metaneros de segunda generación, los propulsados por turbina de vapor, obsoletos tecnológicamente e ineficientes económicamente para el comercio y los contratos actuales. Además, muchos de estos buques están terminando sus contratos a largo plazo firmados entre finales del siglo pasado y principios de este, hace unas dos décadas.

En los últimos dos años se han contabilizado dos conversiones de metaneros a unidades FSRU, de 127.000 y 140.000 m³ de capacidad de tanques, para

nuevos proyectos en África y Croacia entre 2020 y 2021, propiedad de Karmol y Golar respectivamente.

Además, existen 4 buques metaneros en proceso de conversión a FSRU, tres de ellos con entrega prevista a lo largo de 2021 y otro en 2023. Los cuatro tienen capacidades de entre 127.000 y 137.000 m³, y con edades de entre 19 y 30 años.

b) Flota de Metaneros de Mayor Edad.

En la actualidad existen 18 buques metaneros con más de 30 años de edad. Estos buques son los más antiguos de la considerada “segunda generación”, que aún están registrados como buques metaneros en la actualidad. Son buques con propulsión de turbinas de vapor, entre 125.000-137.000 m³ de capacidad de carga, con peor *boil-off gas rate* que las generaciones actuales y mayores tasas de consumo.

Son, en definitiva, ineficientes y están tecnológicamente obsoletos para operar transportando GNL en el mercado actual. Cinco de ellos tienen menos de 35 años, y cuatro están en servicio aún. Los otros trece fueron construidos hace más de 35 años, aunque de ellos, uno se encuentra actualmente en reparaciones y tan solo otro está en servicio, el resto se encuentran amarrados, tras ya haber acabado sus contratos hace tiempo y no ser barcos eficientes ni competitivos en la actualidad. Se limitarán a hacer de almacenamiento, transferencias de GNL o estarán esperando alguna nueva oportunidad.

Para todos ellos se puede valorar su conversión, como FSRU o simples FSU, pero, debido a su escasa capacidad de tanques, sus motores no duales (excepto tres de estos 18 buques) y su ineficiencia, podrían tener ciertas dificultades para la reconversión y que encajen en algunos de los proyectos actuales, cumpliendo los requisitos exigidos. Pero hay todo tipo de proyectos, y sí que alguno podría encajar.

Por otro lado, encontramos cuarenta y nueve metaneros entre 20 y 30 años. Tienen entre 125.000 y 138.000 m³ y son también propulsados por turbina de vapor. Hay además 57 metaneros entre 15 y 20 años que a su vez estarían terminando sus contratos a largo plazo, los que aún lo mantengan.

Estos buques son todos candidatos para poder optar a nuevos proyectos como su conversión en FSU o FSRU debido a su actual obsolescencia tecnológica y su dificultad a, una vez terminados sus contratos actuales, entren a formar parte de nuevos proyectos que no requieran navegación.

E incluso, para esta posible conversión, puede que fuese necesario realizar algunas inversiones, como pueden ser el aumento de capacidad de carga o la implantación de equipos específicos para poder realizar las transferencias *ship-to-ship* correcta y seguramente, o algunas adaptaciones específicas para cada buque según los requerimientos de cada proyecto.

iii. Perspectiva de las FSRU.

Hay unos 30 países importadores de GNL en el mundo a través de este tipo de unidades FSRU, además de construcciones y proyectos próximos a comenzar operaciones que aumentarían esta cifra en 10 países importadores. A su vez, otros 33 países están trabajando en proyectos de este tipo. Con todo ello, a finales de 2020 se habían ya anunciado hasta 65 nuevas FSRUs para comenzar a operar no más tarde del 2025.

Aunque parece que en los últimos tiempos este segmento ha perdido algo de fuerza, todos los datos indican la tendencia creciente de nuevas oportunidades para importar GNL en lugares o países que no pueden permitirse los altos costes de infraestructura de terminales de importación convencionales, y que no requieren la cantidad que esas plantas pueden llegar a producir. Con todo ello, el complicado 2020 y el poco desarrollo tecnológico de algunos países que serían el lugar final de operatividad de nuevas unidades de este tipo, pueden hacer retrasar ciertos proyectos uno o dos años.

Como se ha comentado, a largo plazo todo hace indicar un crecimiento importante de esta forma de importar GNL, y que, a su vez, facilite el crecimiento de nuevos mercados, lo cual impulsaría aún más el propio comercio de gas.

d. FSU: Unidades de Almacenamiento Flotante.

Las unidades FSU (*Floating Storage Unit*) también han aumentado en los últimos años y tienen perspectivas de continuar haciéndolo, ya sea mediante nuevas construcciones o por conversiones de metaneros de edades avanzadas.

En los últimos dos años se han convertido tres buques metaneros a FSU, manteniendo su planta propulsora. Con capacidades de tanques entre 127.000 y 138.000 m³, los dos mayores, de 28 y 29 años habrían terminado sus contratos a largo plazo y esta conversión les ha supuesto una nueva oportunidad para alargar sus vidas útiles y poder generar beneficios para sus armadores. Estos dos buques se encuentran actualmente amarrados en Singapur y Myanmar. El tercero, un buque de 18 años, se encuentra en el estrecho de Kattegat en el mar Báltico, tras pasar una temporada en Kaliningrado. Se trata de un buque de bandera rusa.

e. Small-Scale de GNL

i. Concepto y Panorama del Sector *Small-Scale* de GNL.

El concepto “*small-scale LNG*” (GNL de pequeña escala) hace referencia a toda aquella cadena de suministro de GNL en menores cantidades y que no justifican ni hacer frente a los grandes costes de infraestructuras típicas del sector y requieren menos cantidad de GNL. La demanda de GNL como combustible (que en el siguiente punto se hablará en más en detalle), por parte de centrales eléctricas y otras plantas industriales, o de poblaciones no muy

grandes alejadas de grandes centros productivos. Podemos decir que dentro de este concepto agrupamos todos aquellos intentos de encontrar la mejor solución a demandas de GNL a menor escala.

En este segmento entran los buques metaneros menores de 40.000 m³ de capacidad, que a su vez pueden tener diferentes ramificaciones en el sector. Se pueden encontrar desde barcazas a los buques de bunkering de GNL, y buques de pequeñas dimensiones para transportar GNL a través de ríos a pequeños centros demandantes y que no justifiquen la construcción de gasoductos, por ejemplo. También entran en este concepto los proyectos de importación y exportación de menos de 1 millón de toneladas anuales.

Debido a que el GNL y su cadena de suministro está aún desarrollándose, este segmento de “*small-scale*” aún está emergiendo, y para la distribución local/regional de pequeñas cantidades, hay mucho por caminar. Pero se constata un gran potencial, como ya se ha comentado en apartados anteriores. El sector del GNL a pequeña escala se está expandiendo.

a) *Importación.*

A finales de 2020 estaban en operación 19 terminales de “*small-scale*” (cada una menor a 1 mtpa) de importación, en 8 países diferentes, representando una capacidad de regasificación de 8,7 millones de toneladas anuales. Estas terminales suministran gas a clientes que no se encuentran conectados a la red de distribución de gas tradicional. Además, otras 2,7 mtpa se esperan que entren en breve a funcionar, al encontrarse en los últimos momentos de su construcción.

A su vez, otras terminales están en construcción con un total de 6,2 mtpa de capacidad. Este mercado está creciendo con rapidez y muestra un gran potencial para las unidades FSRU que permiten un mayor crecimiento de este sector siendo una solución de menor coste, mayor flexibilidad, con facilidades normativas y administrativas.

b) Exportación.

Desde la mitad de 2020 existen 4 terminales de exportación de GNL de small-scale en el mundo, que en total tienen una capacidad de 1,6 millones de toneladas al año, y representan el 0,4% de la capacidad exportadora mundial: *Vaca Muerta* en Argentina, *Risavika LNG* en Noruega, *Vysotsk LNG* en Rusia y *Jax LNG* en Estados Unidos.

Se están construyendo terminales que duplicarán la capacidad anual de producción de este segmento, y se encuentran en proceso de desarrollo y financiación proyectos de “small-scale” que llegan a unos 6 mtpa.

ii. Flota y Pedidos de *small-scale*.

En la actualidad hay registrados 52 buques de GNL menores de 40.000 m³ empleados en estos proyectos. Entre ellos, 11 son de abastecimiento de GNL (*bunkering*), de los cuales dos también pueden abastecer otros combustibles. 24 son “solo” metaneros de pequeñas dimensiones, siendo el menor de estos de 1.100 m³. El resto son también buques que pueden transportar gas de petróleo licuado. En total, estos 52 buques suman un total de 700.000 m³ de capacidad.

De esta flota, destaca por su pequeño tamaño el “*Seagas*”, un buque de bunkering de tan solo 167 m³ construido en 1974, siendo el más pequeño y el más antiguo. En contraparte está el “*Ravenna Knutsen*”, con 30.115 m³ entregado en 2021. El promedio de edad de estos buques es de tan solo 10 años, por lo que es una flota relativamente joven y en crecimiento.

A su vez, 30 de ellos tienen motor dual, con una media de edad de 4 años y medio, frente a los otros 22 que no son duales y tienen una media de edad de 17 años. Son buques de pequeña escala antiguos. Además, en 2021 se entregaron cuatro buques: dos metaneros para transporte y dos destinados exclusivamente al abastecimiento, contra los cinco entregados en 2020 (tres metaneros y dos de abastecimiento).

En cartera de pedidos encontramos 19 buques, 11 de ellos para entrega en 2021. El resto entre 2022 y 2023, aunque se probable que haya algún nuevo pedido para ser entregados también dentro de los dos próximos años. Al no ser de grandes dimensiones, no requieren de tanto tiempo de construcción como los metaneros convencionales. Estos nuevos pedidos varían desde los 500 m³ hasta los 30.000 m³, y todos, menos uno, tienen propulsión dual. Promedian 11.500 m³ y en total alcanzan los 219.000 m³ de capacidad.

iii. Perspectiva de *small-scale*.

El gas se está convirtiendo en una “*commodity*” cada vez más utilizada y globalizada, con lo cual también se comienzan a diversificar los mercados en los que se demanda, con mayores variaciones en las cantidades requeridas y mayor número de regiones demandantes. Y se debe dar solución a todos ellos mediante nuevos proyectos de menor escala.

Este segmento está en pleno crecimiento y tiene mucho potencial. Se considera que el “*small-scale*” juega un papel fundamental en el crecimiento del consumo de GNL y la diversificación de sus mercados, para poder llegar a ser una materia prima básica y accesible de verdad, que pueda llegar a sobrepasar a otras “*commodities*” como el carbón.

Y con ello, también comenzarán a negociarse cada vez más contratos de mayor flexibilidad y a corto plazo, como en el caso de los metaneros al *spot*, pero aún más significativo por las implicaciones estacionales y de menor tamaño de este segmento. A su vez, esto podría dar aún un mayor impulso para conseguir una mayor flexibilidad en los contratos de GNL a gran escala de los que se nutrirán estos pequeños contratos. Al final, todo acaba relacionándose y cuanto más se globalice una materia prima y más cantidad haya en mercados más amplios y variados, más flexibles y cortoplacistas se vuelven los contratos de transporte.

f. Bunkering de GNL.

Aunque los buques y barcasas de abastecimiento de GNL como combustible se encuadran dentro del sector del “*small-scale*”, hablaremos más en profundidad en este apartado.

i. Emisiones y cumplimiento de las regulaciones actuales.

El GNL es un combustible mucho más limpio que otros combustibles marinos, sobre todo el fuel oil. Por ello, la nueva regulación conocida como “*IMO 2020*” sobre la reducción global del óxido de azufre (SO₂) en el combustible de los buques a 0,5% (antes el límite era de 3,5% fuera de las zonas ya controladas), junto con las propuestas para largo plazo de reducción de CO₂ y NO_x, están provocando la búsqueda de nuevas opciones de combustible. Además de la producción de combustibles de bajo azufre (“*Very Low sulphur Fuel Oil*”) a partir de mezclas (“*blending*”), también aparecieron los “*scrubbers*”, todo ello de manera cortoplacista para salir al paso estos primeros años.

Pero otras posibilidades también han cogido fuerza, sobre todo a más largo plazo, como el uso de otros combustibles. Algunos, como el hidrógeno aún parecen lejos en su desarrollo tecnológico para poder implementarse a la flota de manera global, pero el uso de gas natural sí parece más plausible gracias a la existencia de los motores duales desarrollados para los metaneros para poder aprovechar el *boil-off gas*.

El uso de GNL permite cumplir con los requisitos actuales de emisiones de azufre sin tener que instalar scrubbers o quemar fueles nuevos bajos en azufre creados por blending, que pueden no ser los mejores para los motores actuales.

El GNL, al quemarse, es un combustible mejor ecológicamente que otros hidrocarburos, en términos de emisiones atmosféricas. Con el metano o una mezcla de metano y etano no hay emisiones de óxidos de azufre acidificantes, del mismo modo que genera menos CO₂ por unidad de energía útil que el carbón,

combustibles líquidos y los biofuel más comunes (Smil, 2015). Exactamente, la combustión de gas natural como combustible reduce entre el 20 y 30% de CO₂ con respecto a los fueles típicos usados como combustible marino. Por ello, el GNL puede ser una perfecta solución “puente”.

ii. Panorama del abastecimiento de GNL como combustible.

De la existencia de buques con motores que utilizan gas natural como combustible, surge la necesidad de poder abastecerlos. Ante las dificultades de construir infraestructuras terrestres en los puertos para almacenar el GNL, una opción que ha cogido fuerza es la de utilizar buques con las características de tanques de los metaneros, que se usan para abastecer a los buques que demandan GNL. En la actualidad existe infraestructura para este abastecimiento en al menos 132 puertos y se esta desarrollando en otros 89.

Con todo ello, la reciente expansión de buques convencionales propulsados con motores duales, que no solo los metaneros de motores duales, ha provocado un incremento en la construcción de buques de abastecimiento, que seguirá creciendo en los años venideros. Esto contribuirá a su vez a una mayor estabilidad de la demanda de GNL a largo plazo y un mayor crecimiento en su comercio.

iii. Flota actual y Pedidos.

Las operaciones “ship-to-ship”, cada vez más seguras gracias a la experiencia de los tripulantes y los sistemas de seguridad desarrollados para los buques (desde la propia capacidad de maniobras como los equipos de conexión entre barcos), permiten una mayor confianza en este tipo de buques de abastecimiento. Entre buques y barcazas específicas, existen actualmente en torno a 20 unidades de abastecimiento de GNL, de las cuales 8 son buques de entre 2.400 y 18.600 m³ de capacidad. De entre estos, destaca el “*Gas Agility*”, el mayor hasta el momento con 18.600 m³, operado por Total en Rotterdam.

Este 2021 hay 4 buques de bunkering de GNL en construcción con previsión de entrega para este mismo año, con capacidades de tanques entre 5.800 y 18.600 metros cúbicos. Además, otros tres buques de este tipo serán entregados en 2022 y tres en 2023, siendo uno de ellos de tan solo 500 m³. Además, hay una veintena de barcasas de suministro de GNL también en construcción o contratadas en astillero.

iv. Perspectivas para el GNL como combustible.

Como se viene comentando a lo largo del presente trabajo, ha venido realizándose una expansión notable en el uso del GNL a nivel mundial, con perspectivas aún mayores gracias a la concienciación medioambiental y a la consecuente normativa y regulaciones. En relación con su uso como combustible marino, se encuentra en una fase relativamente inicial, con un consumo moderado e infraestructuras limitadas a nivel global, concentrada su oferta en algunas regiones y puertos de suministro clave. Esto supone que buques que operarían en otras zonas alejadas de estos centros de suministro y con poca capacidad de carga de combustible no se planteen esta opción por el momento.

Además, están surgiendo otros combustibles como el GPL, el amoníaco, el metanol, el hidrógeno y las baterías. Estos ofrecen mejores opciones a largo plazo en cuanto a emisiones, pero su desarrollo tecnológico es mucho menor y aún en fase de estudio, por lo que no son posibilidades en la actualidad o a corto plazo, y desde luego no hay capacidad de suministro.

A pesar de ello, el concepto de GNL como combustible se encuentra en claro crecimiento, con un potencial significativo como “puente” hacia los combustibles de cero emisiones del futuro. Mientras podría usarse el GNL solo o mediante motores duales o combinándolo con otras tecnologías en desarrollo.

Las estimaciones apuntan a que para 2030 se podrán utilizar más de 20 millones de toneladas de GNL en el abastecimiento de combustible.

VII. Conclusión

El transporte marítimo de gas natural licuado está en un buen momento, incluso a pesar de la pandemia de 2020 del virus Covid, con incrementos anuales en las toneladas transportadas y de la demanda en toneladas-milla.

Las perspectivas para los próximos años son bastante optimistas con previsiones de aumento de producción de gas natural en todo el mundo y crecimiento en el comercio, sobre todo por la gran demanda asiática, especialmente por parte de China.

El GNL se está moviendo rápidamente del combustible del futuro al combustible del presente, y ahora se está produciendo un aumento espectacular en todos los aspectos de la industria. Además, se observa claramente cambios en los patrones de la oferta y demanda global más tradicional de principios de siglo. Encontramos cada vez un mayor número de participantes en los diferentes negocios del GNL y más nichos y segmentaciones de su mercado, y con ello, cambian algunos modelos comerciales.

El desarrollo tecnológico de los metaneros y la búsqueda de los tamaños idóneos que optimicen la cantidad transportada con las economías de escala, junto con los desarrollos en infraestructuras y las nuevas soluciones para aplicarlas cuando sea necesario y más económico (soluciones flotantes y/ de tamaños menores según sea), permiten llegar a más mercados que hace unos años. Aunque aún existen algunas soluciones que implican altos costos, pero poco a poco se van encontrando mejores alternativas y la tecnología avanza firmemente.

En cuanto a la producción futura de GNL, es destacable el gran crecimiento de Estados Unidos, que está siendo el país con mayores tasas de crecimiento de los últimos años, sobre todo con la producción del gas de esquisto shale gas. Además, es el país con el mayor número de proyectos de construcción de nuevas terminales de licuefacción, con un total de 56 proyectos que representan

el 42% del total de nueva producción entre construcción y propuesta. Esto da a entender que EE. UU. seguirá aumentando su producción de gas e incrementando sus exportaciones.

Con todo ello, Australia y Qatar siguen siendo los mayores exportadores de GNL del mundo y las perspectivas a un plazo de 2-3 años es que este “*statu quo*” siga así. No obstante, estos países tienen crecimientos esperados muy inferiores.

Las previsiones de crecimiento mundial del comercio de casi el 10% entre 2021 y 2022 junto con los 140 nuevos proyectos de terminales de licuefacción en este momento en alguna fase de su desarrollo, permitirá aumentar la capacidad de producción en 840 mtpa por lo que el futuro del sector para las próximas décadas es muy positivo.

Con todos los últimos datos en la mano, se puede afirmar que el negocio del gas natural licuado y su transporte marítimo es muy atractivo en la actualidad y de cara al futuro, al menos hasta mitad del presente siglo. Con crecimientos continuos y previsiones de que continuará siendo así, y con la certeza de cada vez una mayor diversificación del negocio y una mayor flexibilidad tanto contractual como operativa que llevará a su vez a una mayor liquidez del producto y del propio mercado. El GNL se globalizará como “*commodity*”.

Las actuales previsiones de que la demanda mundial de GNL llegue a los 700 millones de toneladas métricas en 2040 son un claro ejemplo de la gran proyección de crecimiento que tiene este negocio en la actualidad. Entrar hoy en día en este sector garantiza una capacidad de actividad a largo plazo amplia y sólida.

Hace algunos años existía cierta preocupación sobre si la creciente demanda de gas natural podría ser satisfecha por la oferta futura, pero observando los constantes nuevos proyectos y terminales que se están construyendo y proponiendo, con toda la cantidad de millones de toneladas que se producirán,

sobre todo en EE. UU. con el gas de esquisto (“*shale gas*”), esto no es en la actualidad ningún problema.

Con todo ello, y yendo más allá de la propia producción de gas natural y del comercio de GNL para su consumo, desde el punto de vista de la cadena de suministro tradicional, van cogiendo cada vez más fuerza y se establecen con mucha solidez nuevos segmentos dentro del mercado del GNL y de su comercio.

Desde las unidades de licuefacción y regasificación flotantes, las unidades de almacenamiento, y todas las soluciones de *small-scale* cada vez más accesibles para nuevos mercados de gas de todo tipo de rangos, hasta ahora inaccesible por tecnología e inversión, incluyendo el uso del GNL como combustible marino.

A largo plazo, se espera que el GNL desempeñe un papel clave al facilitar el uso del gas natural como combustible "puente" en la actual tendencia a usarse energías más ecológicas y menos dañinas para el medio ambiente. Hasta que otros elementos como el hidrógeno o el amoníaco puedan implementarse efectivamente como combustible en la totalidad de la flota mundial, así como combustible en otros sectores terrestres, el GNL parece una de las opciones más razonables en términos de tecnología ya desarrollada con éxito y su creciente globalización.

Viendo al sector, todo son nuevos desafíos y nuevas oportunidades que auguran un crecimiento importante de la producción y el comercio del gas natural licuado, y, por lo tanto, en nuevos negocios atractivos para las empresas dedicadas a transporte marítimo de materias primas y para inversores.

El futuro del GNL y su mercado parecen asegurados, para, por lo menos, las próximas décadas.

VIII. Bibliografía

Africa Oil and Power, 2020. *Market Report: Cameroon's SNH Announces Project Expansion*. Disponible en:

<https://www.africaoilandpower.com/2020/05/29/market-report-cameroons-snh-announces-project-expansion/>

Álvarez, E., Balbás, J., 2003. *El Gas Natural: del Yacimiento al Consumidor. Aprovechamiento y Cadena del Gas Natural Licuado*. Cie Inversiones Editoriales Dossat 2000.

Aramburu, A., Álvarez, S. (2017). *Fletamentos y Explotación de Buques*. 14º ed. Instituto Marítimo Español.

Bainbridge, K., 2019. *Fundamentals of Baseload LNG: Markets, Technology, Economics. Understanding LNG Shipping*.

Barranco, S., 2019. *Estudio y análisis del gas natural como alternativa a combustibles con alto contenido en azufre en el transporte marítimo*. Facultad Náutica de Barcelona Universitat Politècnica de Catalunya. Disponible en: https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/169870/145821_Memória.pdf?sequence=1&isAllowed=y

BBC News, 2020. *TurkStream, el ambicioso gasoducto que une a Rusia y Turquía (y por qué es estratégico para Moscú)*. BBC News Mundo. Disponible en: <https://www.bbc.com/mundo/noticias-internacional-51048964>

BNamericas, n.d. *Korean Gas Corporation (KOGAS)*. BNamericas. Disponible en: <https://www.bnamericas.com/es/perfil-empresa/korea-gas-corporation>

Calik, E., 2020. *La inversión de gas de Qatar en Turquía y el bloqueo saudí*. Memo Monitor de Medio Oriente. Disponible en:

<https://www.monitordeoriente.com/20200104-la-inversion-de-gas-de-qatar-en-turquia-y-el-bloqueo-saudi/>

Clarksons, 2020. *LNG Trade & Transport 2020*. Clarksons Research.

Clarksons, 2021 (a). *LNG Sector Update. January 2021*. Clarksons Research.

Clarksons, 2021 (b). *LNG Sector Update. February 2021*. Clarksons Research.

Clarksons, 2021 (c). *LNG Sector Update. March 2021*. Clarksons Research.

Clear Seas, 2019. *LNG & Marine Shipping*. Disponible en: <https://clearseas.org/en/lng/>

Cusdin, D. R., 1998. *The development of Liquefied Natural Gas Carriers – a marine engineering success*. The Institute of Marine Engineers.

El Correo del Golfo, 2020. *El Yacimiento de Gas Descubierta en Jebel Ali de Dubái es el más Grande en 15 Años*. Redacción. Disponible en: <https://elcorreo.ae/economia/yacimiento-gas-descubierto-en-jebel-ali-es-mas-grande-en-15-anos>

Elliot, S., 2020. *Russia's Yamal LNG train 4 to produce first LNG in Q1 2021: Novatek CFO*. S&P Global Platts. Disponible en: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/metals/120320-russias-yamal-lng-train-4-to-produce-first-lng-in-q1-2021-novatek-cfo>

Enerdata, 2020. *Producción global de gas natural*. Disponible en: <https://datos.enerdata.net/gas-natural/produccion-gas-natural-mundial.html>

Energiasrenovable.blogspot, 2012. *Gas Natural*. Disponible en: <http://energiasrenovable.blogspot.com/p/gas-natural.html>

ENI 2020. *Coral South: the gas field off the coast of Mozambique*. Disponible en: <https://www.eni.com/en-IT/operations/mozambique-coral-south.html>

Fluenta, 2018. *LNG: what is boil-off gas and what does it do?*. Disponible en: <https://www.fluenta.com/lng-boil-off-gas/>

Frima, E., Lepere, A. and Patten, A., 2017. *Floating LNG*. En: P. Griffin, (ed.), *Liquefied Natural Gas: The Law and Business of LNG*, 3ª ed. Glove Law and Business.

Gallagher, P., 2018. *A Guide to FLNG (floating liquefied natural gas)*. Disponible en: <https://www.oilandgasiq.com/fps-fng/articles/guide-to-fng>

García, P., 2019. *Manual Para La Carga, Transporte Y Descarga De Gas Natural Licuado*. Escuela Técnica Superior De Náutica Universidad De Cantabria. Disponible en: <https://repositorio.unican.es/xmlui/handle/10902/20120>

GNL Global, 2019. *Taiwán aumenta 1,6% importaciones de GNL durante el período ene-nov 2018*. Disponible en: <https://gnlglobal.com/noticias/taiwan-aumenta-16-importaciones-de-gnl-durante-el-periodo-ene-nov-2018/>

Gobierno de Canadá, 2018. *LNG Supply Chain*. Disponible en: <https://www.nrcan.gc.ca/energy/energy-sources-distribution/natural-gas/liquefied-natural-gas/5679>

Government of Canada, 2013. *Liquefied Natural Gas: Properties and Reliability*. Disponible en: <https://www.nrcan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/energy/pdf/eneene/pdf/proprelia-eng.pdf>

Gray, R., 2004. *Bulk Liquefied Gas by Sea: The Early Years*. SIGTTO.

Grigas, A., 2017. *The New Geopolitics of Natural Gas*. Harvard University Press

Griffin, P. (ed), 2017. *Liquefied Natural Gas: The Law and Business of LNG*. 3^a ed. Glove Law and Business.

Helder, K., 2015. *Methane Pioneer*. Helderline. Disponible en: <https://www.helderline.com/tanker/methane-pioneer>

Hrvacevic, Z., 2020. Revised project schedule for the Gimi FLNG. Disponible en: <https://www.offshore-energy.biz/revised-project-schedule-for-the-gimi-flng/>

International Gas Union, 2019. *World LNG Report 2019*. Disponible en: https://www.igu.org/sites/default/files/node-news_item-field_file/IGU%20Annual%20Report%202019_23%20loresfinal.pdf

Le Fevre, C., 2018. *A review of demand prospects for LNG as a marine transport fuel*. The Oxford Institute for Energy Studies. Disponible en: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/07/A-review-of-demand-prospects-for-LNG-as-a-marine-fuel-NG-133.pdf>

Maritime Connector. n.d. *Q-Max*. Disponible en: <http://maritime-connector.com/wiki/q-max/>

Martins, A., 2013. *Qué es el fracking y por qué genera tantas protestas*. BBC News. Disponible en: https://www.bbc.com/mundo/noticias/2013/10/131017_ciencia_especial_frackin_g_abc_am

Mavrokefalos, I., 2015. *LNG Chartering Policy and Charter - Party Analysis*.

Mokhatab, S., Mak, J., Valappil, J. and Wood, D., 2014. *Handbook of Liquefied Natural Gas*. Oxford: Elsevier.

Mundo Marítimo, 2021. Rusia busca incrementar su producción de GNL en el Ártico. Disponible en: <https://www.mundomaritimo.cl/noticias/rusia-busca-incrementar-su-produccion-de-gnl-en-el-artico>

Murphy, J., 2021, *Russia Approves Plan For Major Lng Push*. Natural Gas World. Disponible en: <https://www.naturalgasworld.com/russia-unveils-plan-for-major-lng-push-86623>

Navarro, A., 2020. *Estados Unidos Desbanca a Argelia Como Primer Exportador de Gas Natural a España*. Atalayar. Disponible en: <https://atalayar.com/content/estados-unidos-desbanca-argelia-como-primer-exportador-de-gas-natural-espana>

Newbery, C., 2021. La argentina YPF invertirá 1.500 millones de dólares en la producción de Vaca Muerta. S&P Global Platts. Disponible en: <https://www.spglobal.com/platts/es/market-insights/latest-news/natural-gas/031921-argentinas-ypf-to-invest-15-billion-to-ramp-up-vaca-muerta-output>

Noble, P., 2009. *A Short History of LNG Shipping 1959-2009*. p. SNAME. Disponible en: <https://higherlogicdownload.s3.amazonaws.com/SNAME/1dcdb863-8881-4263-af8d-530101f64412/UploadedFiles/c3352777fcaa4c4daa8f125c0a7c03e9.pdf>

Offshore Engineering, 2019. *Prelude FLNG Envía el Primer LNG Cargo*. Disponible en: <http://es.oedigital.com/news/prelude-flng-env%C3%ADa-primer-lng-cargo-282608>

OffshoreTechnology, 2020. Disponible en: <https://www.offshore-technology.com/projects/pflng-2-rotan-flng-project-sabah/>

Reiriz Basoco, J., 1976. *Gas Natural Licuado. Particularidades de su Transporte por Mar*. Subsecretaría de la marina Mercante.

Rogers, H., 2018. *The LNG Shipping Forecast: costs rebounding, outlook uncertain*.

Santamato, S., 2019. *LNG for maritime transport Challenges and prospects*. Disponible en: <http://www.europeanenergyinnovation.eu/Articles/Spring-2019/LNG-for-maritime-transport-Challenges-and-prospects>

Shell, n.d. Floating LNG. Disponible en: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/natural-gas/floating-lng.html>

Ship Technology. n.d. *Methane Princess LNG Carrier*. Disponible en: <https://www.ship-technology.com/projects/methane-princess-lng-carrier/>

Smil, V., 2015. *Natural Gas. Fuel for the 21st Century*. Wiley

Tusiani, M., Shearer, G., 2007. *LNG: A Nontechnical Guide*. Pennwell Corporation.

World Energy Trade. 2021. *Perfilando a los principales productores de gas natural del mundo - World Energy Trade*. Disponible en: <https://www.worldenergytrade.com/oil-gas/produccion/perfilando-a-los-principales-productores-mundiales-de-gas-natural>

