

LOGÍSTICA DEL TRÁFICO DE GNL Y SUS IMPLICACIONES EN EL DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURAS Y SERVICIOS PORTUARIOS: PASADO, PRESENTE Y PERSPECTIVAS DE FUTURO

Ignacio de la Peña Zarzuelo¹ y M^a Inés Canales Elorduy²

El primer prototipo de buque metanero ("*Methane Pioneer*", 1.957) fue un buque de 5.000 m³ de capacidad que realizó las primeras pruebas entre *Lake Charles* (USA) el y Golfo de México en Octubre de 1958 y el primer trayecto transatlántico entre *Lake Charles* (USA) y *Canvey Island* (Reino Unido) en enero de 1959, navegando 5.064 millas a una velocidad media de 9.4 nudos.

A este primer prototipo siguió otro que liderado por la empresa *Gaz de France* que empezó su andadura en Marzo de 1961 y que bautizado como "*Beauvais*" realizó las pruebas de mar en Marzo de 1962 en las costas francesas en el entorno de *Belle Ile* y la Bahía de *Quiberon*.

Tras el éxito de las primeras pruebas se empiezan a diseñar los primeros proyectos comerciales y fruto de ellos se diseñan y construyen el "*Methane Princess*" y el "*Methane Progress*" barcos con una capacidad (26.450 m³) y velocidades de servicio (17 ¼ nudos) sensiblemente mayores a la de los de los prototipos anteriores y que se conciben para el transporte de gas desde Argelia hasta la terminal de *Canvey Island*. Es en Argelia por tanto donde se construye la primera planta de licuefacción comercial orientada al tráfico marítimo (Skikda) entrando en servicio en 1972.

Había comenzado una carrera tecnológica que a lo largo de tan solo cuarenta años (1.972-2.012) se ha mostrado imparable y que ha llevado a continuos saltos e innovaciones tanto en lo que se refiere a la tecnología del buque (capacidad de buques, consumos, aislamiento térmico, velocidades de operación,...) como de las terminales de carga y descarga (capacidad de licuefacción/regasificación, volumen de almacenamiento, etc.).

Como introducción general y desde la perspectiva logística podríamos decir que el tráfico de GNL presenta una serie de características que lo determinan y condicionan y que será necesario tener presente para analizarlo adecuadamente. Entre ellas cabría destacar:

¹ *Unión Fenosa Gas.*

² *Técnica Reunidas.*

INFRAESTRUCTURAS, LOGÍSTICA Y SOSTENIBILIDAD

1. Se trata de una mercancía donde los flujos direccionales están muy influenciados por los precios, con una altísima volatilidad temporal y diferenciales espaciales entre los distintos mercados finales (América, Europa, Far East).
2. El gas es una mercancía que desde el lado de la demanda está sometido a una fuerte estacionalidad invierno/verano que obliga a gestionar adecuadamente los picos y valles e introduce necesidades logísticas concretas que se traducen en una gestión activa de stocks y almacenamiento que afectan a los tráficos portuarios.
3. El GNL se presenta como una mercancía con claros tráficos complementarios y/o sustitutivos (gas por tubería, carbón, fueloil, etc.) y sujeto a incertidumbres de mercado relacionados con políticas energéticas y decisiones geopolíticas.
4. Se trata de un sector intensivo en capital, con un altísimo grado de inversión en toda la cadena logística (especialmente en las componentes up y midstream) y que obliga a la firma de acuerdos de suministro a largo plazo entre productores y compradores y el diseño de cadenas logísticas enmarcadas en proyectos concretos que introducen ciertas restricciones contractuales que condicionan en muchos casos la logística de dichos tráficos (cláusulas take or pay, deliver or pay, profit sharing y cláusulas de destino, etc.).
5. Especificidades técnicas del transporte del GNL introducen características muy singulares a dichos tráficos. Nos referimos fundamentalmente al proceso de boil-off natural en el que un porcentaje de la carga transportada se evapora y que obliga a diseño de cadenas logísticas mucho más ajustadas que en otros casos para minimizar pérdidas de transporte y está empujando a la industria hacia nuevas tecnologías de optimización.
6. Es un mercado ciertamente vulnerable a factores exógenos (climatología, catástrofes naturales, crisis energéticas, inestabilidades políticas o guerras, etc.).
7. Es un mercado muy abierto con un número muy relevante de actores tanto del lado de la producción y del consumo como de agentes de la propia cadena logística.

RESERVAS, PRODUCCIONES Y CONSUMOS DE GAS Y GNL

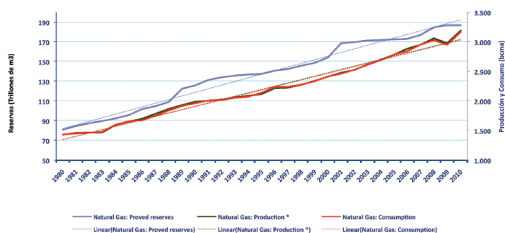
No se puede entender la dinámica logística pasada, presente o futura del GNL sin repasar el origen y destino final del mismo y para ello es necesario contextualizar el gas natural a nivel mundial en términos de reservas, producción y consumo.

Como se puede observar en la Gráfica 1 las reservas mundiales han experimentado un continuo crecimiento desde principios de la década de los 80 (81,0 trillones de m³ en 1.980) hasta finales de la década del 2.000 (187,1 trillones de m³ en 2.010) con tasas de crecimiento anuales acumuladas del 3,7% anual.

Las reservas han crecido en todas las áreas geográficas y además se reparten de una manera relativamente homogénea en todo el mundo en comparación con otras materias primas (Tabla 1). No obstante lo anterior, Eurasia y los países de Oriente Medio

INFRAESTRUCTURAS, LOGÍSTICA Y SOSTENIBILIDAD

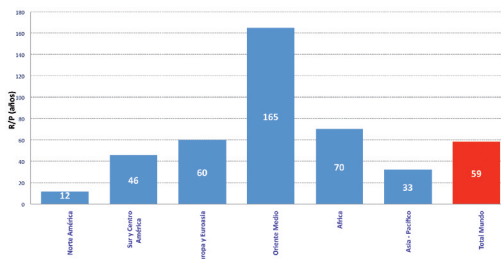
Natural Gas: Reservas probadas (trillones m³) versus Producción (bcma) y Consumo (bcma)



Gráfica 1. Reservas, producción y consumo de gas natural.

Fuente: "Statistical review of world energy 2011" (BP)

Ratio Reservas / Producción (años)



Gráfica 2: Ratio R/P por áreas geográficas (años). Fuente: "Statistical Review of World Energy 2011" (BP).

	1980		1990		2000		2010	
	Trillones m ³	%	Trillones m ³	%	Trillones m ³	%	Trillones m ³	%
Norte América	10,0	12,3%	9,5	7,6%	7,5	4,9%	9,9	5,3%
Sur y Centro América	2,7	3,3%	5,2	4,1%	6,9	4,5%	7,4	4,0%
Europa y Eurasia	33,2	41,0%	54,5	43,4%	55,9	36,3%	63,1	33,7%
África	6,0	7,4%	8,6	6,8%	12,5	8,1%	14,7	7,9%
Oriente Medio	24,7	30,5%	38,0	30,2%	59,1	38,3%	75,8	40,5%
Asia – Pacífico	4,5	5,5%	9,9	7,8%	12,3	8,0%	16,2	8,7%
Total	81,0	100%	125,7	100%	154,3	100%	187,1	100%

Tabla 1. Reservas Probadas por Áreas Geográficas.

Fuente: "Statistical Review of World Energy 2011" (BP) y elaboración propia.

	1980		1990		2000		2010	
	Trillones m ³	%	Trillones m ³	%	Trillones m ³	%	Trillones m ³	%
1. Federación Rusa	n/a	n/a	n/a	n/a	42,3	27,4%	44,8	23,9%
2. Irán	14,1	17,4%	17,0	13,5%	26,0	16,9%	29,6	15,8%
3. Qatar	2,8	3,5%	4,6	3,7%	14,4	9,4%	25,3	13,5%
4. Turkmenistán	n/a	n/a	n/a	n/a	2,6	1,7%	8,0	4,3%
5. Arabia Saudí	3,2	3,9%	5,2	4,2%	6,3	4,1%	8,0	4,3%
6. Estados Unidos	5,6	7,0%	4,8	3,8%	5,0	3,3%	7,7	4,1%
7. Emir. Árabes Unidos	2,4	2,9%	5,6	4,5%	6,0	3,9%	6,0	3,2%
8. Venezuela	1,3	1,6%	3,4	2,7%	4,2	2,7%	5,5	2,9%
9. Nigeria	1,2	1,4%	2,8	2,3%	4,1	2,7%	5,3	2,8%
10. Argelia	3,7	4,6%	3,3	2,6%	4,5	2,9%	4,5	2,4%
Total Mundo	81,0	100,0%	125,7	100,0%	154,3	100,0%	187,1	100,0%

Tabla 2: Reservas de gas natural por países.

Fuente: "Statistical Review of World Energy 2011" (BP) y elaboración propia.

INFRAESTRUCTURAS, LOGÍSTICA Y SOSTENIBILIDAD

constituyen las zonas con mayor participación en el mercado aunque con gradiente de crecimiento mucho mayor en esta última área. Así en 1.980 las reservas en Eurasia eran las mayores del mundo (33,2 Trillones de m³, 41,0% del total), mientras que en 2.010 las mayores reservas se concentran en Oriente Medio (75,8 Trillones de m³ en 2009, 40,5% del total mundial).

Analizando las reservas por países (Tabla 2) vemos que tres de ellos ostentan un porcentaje superior al 53% del total de reservas mundiales, destacando Rusia con un 23,9%, seguida de Irán (15,8%) y Qatar (13,5%). Como más tarde veremos la forma en la que estos países monetizan sus reservas es muy distinto, donde las exportaciones de gas ruso se vehiculizan a Europa por tubería, Irán encuentra dificultades para sus exportaciones por las sanciones internacionales a las que está siendo sometido su régimen y las de Qatar mediante proyectos de exportación de GNL (principal país exportador en este capítulo).

La producción mundial de gas natural, también representada en la Gráfica 1, ha experimentado un crecimiento acompasado con las reservas desde los 1.001 billones de metros cúbicos anuales (bcma) en 1970 a los 3.193 bcma en 2010, lo que supone una tasa de crecimiento de 2,9% interanual en dicho periodo (2,5% en la última década). Los crecimientos han sido bastante distintos según las diferentes áreas geográficas (Tabla 2), destacando el crecimiento de Oriente Medio en la última década (7,0%) y el estancamiento de los mercados más maduros como el Europeo/ Eurasiático (1,0%) o el de Norte América (0,6%).

Analizando la producción por países (Tabla 3) observamos como en el año 2.010 el país con mayor producción era Estados Unidos con un total de 611 bcma (19,1% del total mundial), seguido de Rusia con 589 bcma (18,4%) y a cierta distancia de Canadá con 160 bcma (5,0%).

Del tratamiento conjunto de estos datos podemos establecer un importante parámetro que es el ratio entre reservas y producción (R/P expresado en número de años y presentado en la Gráfica 2). Observando estas cifras vemos como el mayor ratio R/P lo presentan los países de Oriente Medio con 165 años y por tanto con un altísimo potencial de monetización futura y mayor flexibilidad de adaptación a incrementos

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Δ 2001-2010
Norte América	780,1	763,3	766,6	752,8	743,3	763,9	781,6	801,5	801,6	826,1	0,6%
Sur & C. América	104,5	106,7	118,7	131,7	138,6	151,1	152,5	157,6	151,9	161,2	4,4%
Europa/Eurasia	946,6	967,6	1001,9	1032,3	1038,0	1051,7	1053,2	1086,5	969,8	1043,1	1,0%
Oriente Medio	233,3	247,2	262,9	285,1	319,9	339,1	357,8	384,3	407,1	460,7	7,0%
África	131,5	134,4	144,9	154,7	174,3	191,2	203,1	211,5	199,2	209,0	4,7%
Asia / Pacífico	282,0	300,2	321,6	337,4	363,9	383,7	402,2	420,7	446,4	493,2	5,7%
Total World	2.478,0	2.519,4	2.616,5	2.694,0	2.778,0	2.880,7	2.950,5	3.062,1	2.975,9	3.193,3	2,51%

Tabla 3: Producción de gas natural por áreas geográficas (bcma)

INFRAESTRUCTURAS, LOGÍSTICA Y SOSTENIBILIDAD

de demanda internacional, mientras que en el otro extremo Norte América presenta un mercado relativamente agotado con un ratio R/P de tan sólo 12 años o Asia / Pacífico con 33 años y que, sin entrar en consideraciones técnicas que más adelante describiremos ligadas a nuevas tecnologías (*shale gas*), parecen anticipar un cambio en los parámetros actuales de importaciones y exportaciones a nivel mundial.

Si analizamos los datos de consumo (también incluidas en la Gráfica 1) observamos idénticas tasas de crecimiento que las producciones con ratios sostenidos y relevantes (3,6% crecimiento medio anual entre 1965 y 2010), habiéndose alcanzado un consumo total de 3.169 bcma en el año 2010 (frente a los 651 bcma del año 1965).

Nuevamente observamos como en el año 2010 el mayor consumo se concentraba en Eurasia con 1.137 bcma (35,9% del total), seguido de América con 846 bcma (26,7%) y más de lejos de Asia / Pacífico 567,6 bcma (17,9%), pero con gradientes de crecimiento interanual mucho mayores en esta última área geográfica (6,3%), oriente medio (5,9%), África (5,1%) o Sur y Centro América (3,9%) que en América (1,1%) y Europa (1,1%) lo que pone de manifiesto de nuevo la madurez de estos mercados y la influencia de las nuevas economías y países emergentes en el contexto del consumo global de gas natural.

Los países más consumidores conforme datos de 2010 fueron Estados Unidos con 683 bcma (21,6% del total mundial), seguido de Rusia con 414 bcma (13,1%), Irán con 137 bcma (4,3%), China con 109 bcma (3,4%), Japón con 95 bcma (3,0%), Reino Unido y Canadá ambos con 94 bcma (3,0%); concentrando estos siete países más de la mitad del consumo total mundial y los dos primeros más de un tercio. Del ranking de países podemos destacar que no sólo el tamaño de su economía es un factor relevante para fijar una posición en el contexto mundial, sino que la disponibilidad de suministro

	1980		1990		2000		2010	
	bcma	%	bcma	%	bcma	%	bcma	%
1. Federación Rusa	549,4	38,3%	504,3	25,5%	543,2	22,5%	611,0	19,1%
2. Irán	n/a	n/a	590,0	29,8%	528,5	21,9%	588,9	18,4%
3. Qatar	74,8	5,2%	108,6	5,5%	182,2	7,6%	159,8	5,0%
4. Turkmenistán	7,1	0,5%	23,2	1,2%	60,2	2,5%	138,5	4,3%
5. Arabia Saudí	4,7	0,3%	6,3	0,3%	23,7	1,0%	116,7	3,7%
6. Estados Unidos	25,1	1,7%	25,5	1,3%	49,7	2,1%	106,4	3,3%
7. Emir. Árabes Unidos	14,3	1,0%	15,3	0,8%	27,2	1,1%	96,8	3,0%
8. Venezuela	9,7	0,7%	33,5	1,7%	49,8	2,1%	83,9	2,6%
9. Nigeria	18,5	1,3%	43,9	2,2%	65,2	2,7%	82,0	2,6%
10. Argelia	14,2	1,0%	49,3	2,5%	84,4	3,5%	80,4	2,5%
Total Mundo	1.434,3	100,0%	1.980,4	100,0%	2.413,4	100,0%	3.193,3	100,0%

Tabla 4: Producción de gas natural por países (bcma).

Fuente: "Statistical Review of World Energy 2011" (BP) y elaboración propia.

INFRAESTRUCTURAS, LOGÍSTICA Y SOSTENIBILIDAD

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Δ 2001-2010
Norte América	759,6	787,0	778,6	782,5	774,9	771,9	812,1	820,8	807,7	846,1	1,1%
Sur & C. América	100,7	102,1	107,9	117,5	122,9	135,5	134,6	141,3	135,1	147,7	3,9%
Europa/Eurasia	1016,1	1023,2	1067,1	1100,1	1122,8	1129,5	1143,5	1148,2	1060,5	1137,2	1,1%
Oriente Medio	206,8	217,6	229,0	247,1	279,2	291,5	303,1	331,9	344,1	365,5	5,9%
África	63,8	65,8	72,6	79,7	83,0	88,1	94,4	100,1	98,9	105,0	5,1%
Asia / Pacífico	308,0	324,6	350,8	367,7	398,9	426,0	459,6	484,0	503,9	567,6	6,3%
Total World	2.455,0	2.520,3	2.606,1	2.694,5	2.781,8	2.842,4	2.947,4	3.026,4	2.950,2	3.169,0	2,6%

Tabla 5: Consumo GN por áreas geográficas (bcma).

Fuente: "Statistical Review of World Energy 2011" (BP) y elaboración propia.

propio se configura como un elemento clave (así vemos como países como Irán, Arabia Saudí o Emiratos Árabes Unidos ocupan unas posiciones en el ranking mundial de consumo de GN que no les correspondería a su economía en términos de PIB).

Del tratamiento conjunto de producción y consumos por áreas geográficas podemos concluir que tres áreas geográficas (Europa/Eurasia, Asia/Pacífico y América del Norte) se configuran como sumideros del sistema mientras que otras tres áreas son fuentes del mismo (África y Oriente Medio fundamentalmente pero también Sur y Centro América).

Así tenemos que en el año 2010 Europa/Eurasia necesitaron importar 94 bcma más que los que produjeron (a pesar de ser la región con mayor producción), Asia / Pací-

	1980		1990		2000		2010	
	bcma	%	bcma	%	bcma	%	bcma	%
1. Estados Unido	562,9	39,2%	542,9	27,7%	660,7	27,4%	683,4	21,6%
2. Rusia	n/a	n/a	407,6	20,8%	354,0	14,7%	414,1	13,1%
3. Irán	6,9	0,5%	22,7	1,2%	62,9	2,6%	136,9	4,3%
4. China	14,3	1,0%	15,3	0,8%	24,5	1,0%	109,0	3,4%
5. Japón	24,1	1,7%	48,1	2,5%	72,3	3,0%	94,5	3,0%
6. Reino Unido	44,8	3,1%	52,4	2,7%	96,9	4,0%	93,8	3,0%
7. Canadá	52,2	3,6%	67,2	3,4%	92,7	3,8%	93,8	3,0%
8. Arabia Saudí	9,7	0,7%	33,5	1,7%	49,8	2,1%	83,9	2,6%
9. Alemania	57,4	4,0%	59,9	3,1%	79,5	3,3%	81,3	2,6%
10. Italia	25,4	1,8%	43,4	2,2%	64,9	2,7%	76,1	2,4%
Total Mundo	1.437,2	100,0%	1.960,2	100,0%	2.411,7	100,0%	3.169,0	100,0%

Tabla 6: Consumo de gas natural por países (bcma).

Fuente: "Statistical Review of World Energy 2011" (BP) y elaboración propia.

INFRAESTRUCTURAS, LOGÍSTICA Y SOSTENIBILIDAD

fico presentó un diferencial negativo de 74 bcma (empujado por los fuertes consumos de China, Japón e India) y América del Norte importó 20 bcma, mientras que África tuvo un superávit de 104 bcma (excedentes de Argelia, Egipto, Nigeria...), Oriente Medio de 95 bcma (Irán, Qatar, Arabia Saudí...) y América del Sur de 14 bcma.

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Norte América	-30,7	20,5	-23,7	-12,0	-29,7	-31,7	-8,0	-30,4	-19,3	-6,2	-20,0
Sur & C. América	4,3	3,9	4,6	10,8	14,2	15,7	15,7	17,8	16,3	16,7	13,5
Europa y Eurasia	-46,4	-69,5	-55,6	-65,3	-67,8	-84,8	-77,8	-90,3	-61,7	-90,8	-94,1
Oriente Medio	21,3	26,5	29,7	33,8	38,0	40,7	47,6	54,7	52,4	63,0	95,2
África	71,9	67,6	68,6	72,3	75,0	91,3	103,1	108,7	111,4	100,4	104,1
Asia / Pacífico	-18,7	-26,0	-24,5	-29,3	-30,2	-35,1	-42,3	-57,4	-63,3	-57,5	-74,4

Tabla 7: Diferenciales entre Producción y Consumo por áreas geográficas. (Producción-Consumo en bcma).

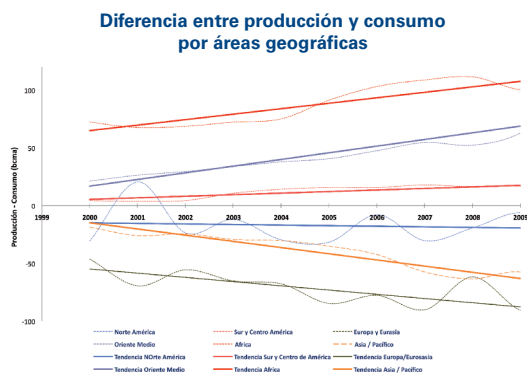
Elaboración Propia

Más allá de los datos absolutos podemos analizar las tendencias del indicador anterior (Gráfica 3) de las que podemos sacar cuatro conclusiones: 1) los desbalances han crecido en todas las regiones en la última década; de tal modo que las regiones exportadoras netas (África, Oriente Medio y América Central y Sur) son cada vez más exportadoras y las áreas importadores netas (Europa y Asia Pacífico) tienen con el tiempo necesidades crecientes de importación (más transacciones o intercambios de gas entre diferentes regiones). 2) América se presenta como un mercado con tendencia estable (ligeramente dependiente de importaciones pero con pocas oscilaciones); 3) las regiones más evolutivas (con mayores pendientes) son África y Oriente Medio como exportadoras pero fundamentalmente Asia/Pacífico donde las necesidades de importación están creciendo a un ritmo muy elevado y 4) Los países con mayores variaciones interanuales entre producciones y consumos son precisamente los importadores (América, Asia y Europa) (lo que justifica, aún cuando sea parcialmente, la alta volatilidad en precios).

En la Gráfica 4 observamos la evolución temporal del comercio mundial de gas desde mediados del siglo XX, y vemos cómo no es realmente hasta 1.980 donde el tráfico de GNL empieza a cobrar cierta relevancia (en este año se movieron en el entorno de 31,3 bcma lo que suponía un 15,6% del total de este producto), pero que el crecimiento real del mismo en términos cualitativamente relevantes se ha producido en la década de los 2000, donde se han alcanzado casi 300 bcma y la cuota de reparto modal del GNL ha llegado a su máximo histórico del 29,2%.

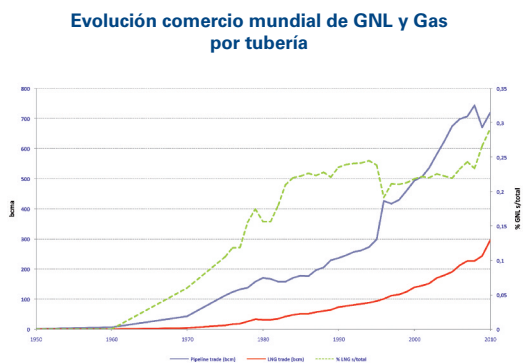
Si analizamos con detalle los países que participan del sub-mercado mundial de GNL, vemos que un total de 19 estados han realizado exportaciones y 23 importaciones (volumen de 298 bcma en 2010), siendo el país más activo con 75,8 bcma Qatar, seguido de tres suministradores situados en la cuenca del Pacífico como Indonesia 31,4

INFRAESTRUCTURAS, LOGÍSTICA Y SOSTENIBILIDAD



Gráfica 3: Diferenciales entre Producción y Consumo por áreas geográficas. (bcm/a).

Fuente: elaboración propia.



Gráfica 4: Reparto modal del tráfico de gas natural. Fuente Base de de datos de Sedigaz y elaboración propia.

bcma, Malasia con 30,5 bcma y Australia con 25,3 bcma; lo que parece tener sentido si lo ponemos del lado de las importaciones clarísimamente dominadas por Japón con 93,5 bcma y Corea del Sur con 44,4 bcma que ocupan los dos primeros lugares y Taiwán que con 14,9 bcma ocupa el quinto. España en este concierto mundial ocupaba en 2010 un destacado tercer puesto con importaciones por valor de 27,5 bcma (9,3% del total mundial) y primer país europeo por delante de UK.

Sin duda de los datos anteriores se pueden extraer algunas conclusiones:

1. Una mala conexión a redes de suministro por tubería (Japón con una insularidad real o España con una insularidad efectiva en términos infraestructurales) hace que los modelos energéticos de ciertos países apuesten por el GNL frente a la opción de gas-tubo.
2. Existen disfunciones en los que ciertos países (USA, Emiratos Árabes y Bélgica) se configuran a su vez como países importadores y exportadores. Esto encuentra explicación en ciertos aspectos contractuales ya mencionados (existencias de contratos con cláusulas de destino o búsqueda de diferenciales temporales o de mercado) o en las necesidades logísticas de almacenamiento y desajuste estacional entre oferta y demanda en ciertos mercados.
3. Dos zonas se muestran como claros sumideros de GNL (Europa/Eurasia y Asia/Pacífico con un déficit de 69 y 82 bcma respectivamente) y dos como fuentes del sistema (Oriente Medio y África con 98 y 58 respectivamente), existiendo una quinta región relativamente equilibrada (América con un balance de 2,06 bcma), y una sexta emergente (Sudamérica).

Si construimos una matriz de origen / destinos por áreas geográficas (Tabla 10) o entre países nos damos cuenta de ciertas disfuncionalidades logísticas:

1. Desde América del Norte se remitieron 6,6 bcma a Europa pero también desde Europa se remitieron 0,8 bcma a América del Norte en sentido contrario.

INFRAESTRUCTURAS, LOGÍSTICA Y SOSTENIBILIDAD

	IMPORTACIONES				EXPORTACIONES			
	País	bcma	% Parcial	% Acum.	País	bcma	% Parcial	% Acum.
1	Japón	93,48	31,4%	31,4%	Qatar	75,75	25,5%	25,5%
2	Corea del Sur	44,44	14,9%	46,3%	Indonesia	31,36	10,5%	36,0%
3	España	27,54	9,3%	55,6%	Malasia	30,54	10,3%	46,2%
4	Reino Unido	18,67	6,3%	61,9%	Australia	25,36	8,5%	54,8%
5	Taiwán	14,90	5,0%	66,9%	Nigeria	23,90	8,0%	62,8%
6	Francia	13,94	4,7%	71,6%	Trinidad y Tobago	20,38	6,8%	69,6%
7	China	12,80	4,3%	75,9%	Argelia	19,31	6,5%	76,1%
8	USA	12,23	4,1%	80,0%	Rusia	13,40	4,5%	80,6%
9	India	12,15	4,1%	84,0%	Omán	11,49	3,9%	84,5%
10	Italia	9,08	3,1%	87,1%	Egipto	9,71	3,3%	87,8%
11	Turquía	7,92	2,7%	89,8%	Brunei	8,83	3,0%	90,7%
12	Bélgica	6,43	2,2%	91,9%	Emiratos	7,90	2,7%	93,4%
13	Méjico	5,72	1,9%	93,8%	Yemen	5,48	1,8%	95,2%
14	Chile	3,07	1,0%	94,9%	Guinea E.	5,16	1,7%	96,9%
15	Portugal	3,01	1,0%	95,9%	Noruega	4,71	1,6%	98,5%
16	Brasil	2,78	0,9%	96,8%	Perú	1,82	0,6%	99,1%
17	Kuwait	2,78	0,9%	97,7%	USA	1,64	0,6%	99,7%
18	Canadá	2,00	0,7%	98,4%	Bélgica	0,57	0,2%	99,9%
19	Argentina	1,78	0,6%	99,0%	Libia	0,34	0,1%	100,0%
20	Grecia	1,17	0,4%	0,4%				
21	Rep. Dominicana	0,82	0,3%	0,7%				
22	Puerto Rico	0,77	0,3%	0,9%				
23	Emiratos Árabes	0,16	0,1%	1,0%				
	Total	297,63	100,0%	100%	Total	297,63	100%	100%

Tabla 8: Exportaciones e Importaciones de GNL por países (bcma). Año 2010.

Fuente: "Statistical Review of World Energy 2011" (BP) y elaboración propia.

- Desde Europa se enviaron 13,8 bcma a Asia / Pacífico, y desde Oriente Medio se enviaron 36,5 bcma a Europa. Desde la simple perspectiva de transporte parecería razonable que los 13,8 bcma expedidos desde Europa a Asia, lo hubiesen sido desde Oriente Medio.
- Un total de 8,7 bcma de África se expiden a Asia Pacífico que también hubiese sido más lógico desde la simple perspectiva logística haberlo hecho desde Oriente Medio.
- Países no productores como Bélgica, han realizado exportaciones a terceros países.
- Ciertos volúmenes son susceptibles de perderse si se desarrollan infraestructuras adecuadas por tubería (p.e. suministro de Omán o Emiratos a Kuwait, o de Bélgica a España).

INFRAESTRUCTURAS, LOGÍSTICA Y SOSTENIBILIDAD

AREA GEOGRAFICA	EXPORTACIONES	IMPORTACIONES	EXPORTS-IMPORTS
América del N.	22,02	19,95	2,06
S. y C. América	1,82	9,22	-7,40
Europa / Eurasia	18,67	87,75	-69,08
África	58,42	-	58,42
Oriente Medio	100,61	2,94	97,67
Asia / Pacífico	96,09	177,77	-81,68

Tabla 9: Balance volúmenes GNL (bcm) por área geográfica.

Fuente: "Statistical Review of World Energy 2011" (BP) y elaboración propia.

		GNL DESDE						
		Norte América	S. & Cent. América	Europa & Eurasia	África	Oriente Medio	Asia Pacífico	GNL imports
GNL HACIA	Norte América	7,0	0,8	0,8	5,6	3,8	1,9	20,0
	S. & Cent. América	4,7	0,2	0,1	3,2	1,1	-	9,2
	Europa & Eurasia	6,6	0,7	3,8	40,1	36,5	-	87,8
	África	-	-	-	-	-	-	-
	Oriente Medio	0,3	-	0,2	0,7	1,4	0,3	2,9
	Asia / Pacífico	3,5	0,2	13,8	8,7	57,7	93,9	177,8
	GNL exports	22,0	1,8	18,7	58,4	100,6	96,1	297,6

Tabla 10: Matriz Origen - Destino GNL por Área Geográfica.

Fuente: "BP Statistical Review of World Energy (2010)".

De todo este análisis se desprende:

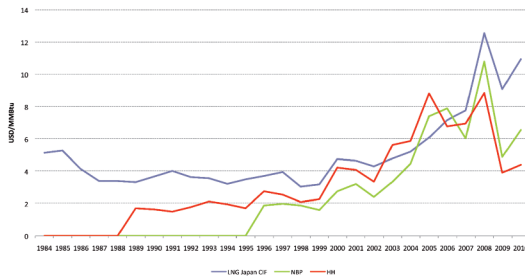
1. La logística de cargas / descargas no tiene por qué responder a una simple racionalidad geográfica o de costes de transporte si no que tiene explicación en términos contractuales, la volatilidad y *spreads* entre precios regionales o a la estacionalidad de la demanda.
2. Los contratos de aprovisionamiento incluyen obligaciones asociadas a destinos finales (cláusulas destinos) cuyo coste de ruptura son mayores que los extra costes asociados a una logística no "optimizada", lo que lleva a ciertos operadores a realizar descargas en países intermedios para después realizar recargas y reexpedición a terceros Países.

LOS MERCADOS DE GAS Y PRECIOS DE GNL

Tradicionalmente se ha admitido la existencia de varios mercados de gas completamente desconectados no sólo en lo geográfico sino en lo que se refiere a los mecanismos de formación de precios lo que produce unas tensiones que se traducen en

INFRAESTRUCTURAS, LOGÍSTICA Y SOSTENIBILIDAD

Precios de referencia en distintos mercados de gas



Gráfica 5: Precios de referencia de gas /GNL en distintos mercados.

Fuente: Elaboración Propia a partir de base de datos Platts.

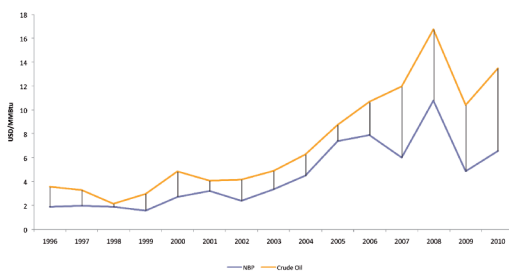
unos *spreads* o primas que ante situaciones particulares de cada uno de los mercados los compradores están dispuestos a pagar dentro de una dinámica que en el sector se denomina "*gas to gas competition*" y que se basa en mecanismos de fijación de precios "*net back*" (precios de venta = precios de compra + costes logísticos de licuefacción, transporte y regasificación + spread).

En la Gráfica 5 mostramos la evolución temporal de diferentes índices desde que estos son líquidos. Se trata del Henry Hub (precio de gas en USA líquido desde 1989), el National Balance

Point o NBP (precio de gas en UK que se empieza a manejar en 1996) y el Índice CIF para Japón (precio de GNL en Japón). La evolución de estos indicadores ha sufrido una fuerte volatilidad y una evolución desacompañada en términos comparados que ha llevado por ejemplo a que el precio en el 2010 de Japón fuera más del doble (10,9 USD/MMBtu) que en Estados Unidos (4,4 USD/MMBtu) y que en los últimos años el NBP haya experimentado una fuerte subida situándose por encima del HH desde el año 2008.

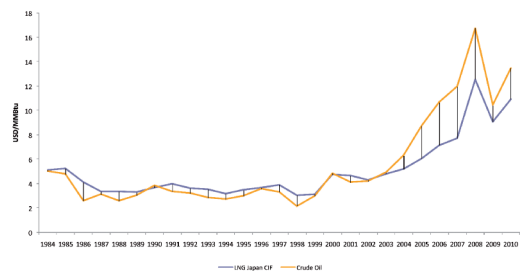
Si analizáramos datos de 2011 dichos diferenciales han aumentado todavía más donde el precio en Japón ha llegado a oscilar entre 13/17 USD/MMBtu por el efecto Fukushima, arrastrando el NBP hasta valores de 11 USD/MMBtu (actualmente en valores de 9.0 USD/MMBtu a principios de 2012) y tensionando los precios de los nuevos mercados de América del Sur donde se ha llegado a pagar precios equivalentes a Japón en el Atlántico y un poco menores en el Pacífico 10/14 USD/MMBtu, sin que por su parte el HH haya sufrido variaciones notables.

Comparativa de Precios del Crudo y Gas



Gráfica 6: Evolución de los precios de gas en Europa (NBP) versus precios del Crudo.

Comparativa de Precios del Crudo y Gas



Gráfica 7: Evolución de los precios de gas en USA (HH) versus precios del Crudo.

INFRAESTRUCTURAS, LOGÍSTICA Y SOSTENIBILIDAD

Si comparamos los precios de gas con sus equivalente energéticos de crudo llegamos a las dos conclusiones relevantes: 1) Es indudable que el comportamiento de los precios de gas ha seguido una evolución parecida al del crudo hasta el año 2000 donde se percibe un desacoplamiento generalizado de dichos precios en todos los mercados (más acusado en USA) y 2) En la actualidad el equivalente energético del gas resulta más barato que el del crudo, algo que siempre ha pasado en comparación con el NBP pero no con el resto de indicadores y que sin duda fuerzan a una mayor participación del gas como fuente de producción de energía primaria.

LICUEFACCIÓN

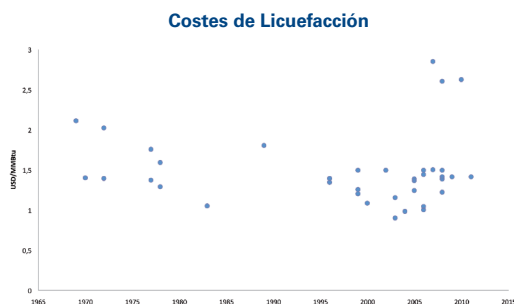
Desde la primera planta en Argelia cuya actividad comercial comenzó en 1.972 la capacidad de licuefacción ha ido creciendo de una manera paulatina de tal modo que a cierre del año 2011 había una capacidad mundial instalada de 386 bcma en un total de 214 trenes (279 millones de Toneladas) frente a los 80 bcma del año 1980, lo que supone unas tasas de crecimiento anual acumuladas del 5,23% poniendo de relieve el fuerte dinamismo de este sector.

El crecimiento de la capacidad ha sido mucho más acusado a partir del año 2007 donde se produce un claro cambio de pendiente (crecimientos medios hasta entonces del 4,6% se disparan en los últimos 5 años hasta el 26% anual por efecto de la entrada sucesiva en operación de los supertrenes de Qatar que han incorporado en los últimos tres años 65 bcma).

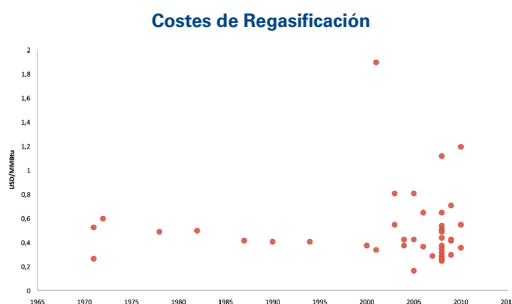
Este crecimiento histórico, lejos de moderarse se verá acentuado en los próximos años, ya que en estos momentos se encuentran en construcción 23 nuevos trenes de licuefacción que aportarán 115 bcma adicionales y se encuentran planificados y en distinta fase de desarrollo pendiente de la decisión final de inversión proyectos por otros 520 bcma. En base a proyectos no especulativos (con cierta probabilidad de desarrollo) se puede estimar que la capacidad en el año 2.018 tendría un umbral inferior de 500 bcma (solo considerando las existentes + en construcción) y superior de 964 bcma. Destacan dentro de los proyectos futuros los megadesarrollos de Australia, donde en estos momentos se encuentran en construcción proyectos por un total de 84 bcma y planeados otros 89 bcma.

Sin duda el cómo afectará la incorporación de esta capacidad adicional es una de las grandes incógnitas actuales y retos de futuro para los operadores logísticos de este mercado pues el precio final de dichos proyectos no es conocido y con ello el grado de competitividad de los mismos para alcanzar mercados lejanos todavía no está resuelto.

En lo que se refiere a costes de licuefacción es necesario indicar que los mismos son variables en función del proyecto que analicemos (año de construcción, tamaño, localización, etc.). Simplemente y como dato orientativo podemos establecer un rango de precios medios en el entorno de 1.5 USD/MMBtu en base a una muestra de 40 plantas y a estudios propios realizados sobre los costes de inversión y OPEX publicados por *CERA GNL Analyst* y tomando como hipótesis de cálculos en las estimaciones económico financieras tasas de descuento del 11% y periodos de amortización de activos de 25 años.



Gráfica 8: Costes de licuefacción.
Fuente: Elaboración propia sobre datos de inversión de CERA GNL Analytics.



Gráfica 9: Costes de regasificación.
Fuente: Elaboración propia sobre base de datos de inversión de CERA GNL Analytics.

Cabe destacar los resultados de la Gráfica 8 en que observamos como los proyectos de los primeros años (proyectos anteriores al 2.000) son sensiblemente más caros (1.50 USD/MMBTu) que los de la primera mitad de la década de los 2000 (1.20 USD/MMBTu para periodo 2000/2005), habiéndose vuelto a encarecer en media a partir de entonces por el efecto de algunos proyectos con particularidades especiales de localización que han hecho que se disparen sus precios hasta valores superiores a 2.50 USD/MMBTu y que solo se han hecho rentables ante el escenario de subida de precios energéticos a nivel mundial.

REGASIFICACIÓN

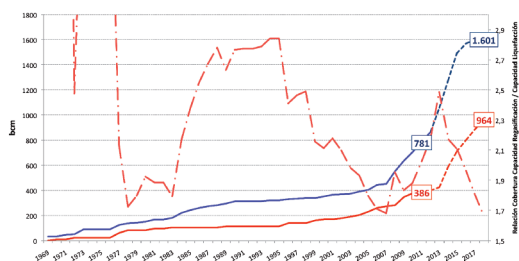
Como no puede ser de otra forma el crecimiento de la capacidad de regasificación en el mundo ha acompañado al de la de licuefacción de tal modo que en el año 2011 se contaba con 96 plantas de regasificación en operación con una capacidad instalada acumulada de 781 bcma (563 millones de toneladas), frente a los 153 bcma del año 1980 lo que supone una tasa de crecimiento del 5.40% (ligeramente superior a la de licuefacción). Al igual que en el caso de la licuefacción observamos un cambio de pendiente a partir del año 2007 (si bien éste gradiente es menos acusado que aquél).

En cuanto a proyectos de futuro se estima que la capacidad de regasificación puede más que duplicarse en los próximos años alcanzando un umbral de 1.601 bcma en el año 2.018 (incremento de 621 bcma de los cuales 118 bcma ya se encuentran en proceso de construcción en un total de 25 proyectos diferentes y el resto pendientes de decisión de inversión).

En la Gráfica 10 hemos superpuesto la evolución de la capacidad instalada de regasificación y licuefacción y hemos añadido en un segundo eje la relación entre ambas (licuefacción / regasificación) y de la misma aprendemos que como no podía ser de otra forma la capacidad de regasificación siempre ha estado por encima a la de licuefacción y que el sistema se equilibra logísticamente desde los años 80 en parámetros R/L entre 1.7 y 2.7.

INFRAESTRUCTURAS, LOGÍSTICA Y SOSTENIBILIDAD

Capacidad de Licuefacción y Regasificación Mundial



Gráfica 10: Capacidad de licuefacción y regasificación.
Fuente: Elaboración Propia.

Por último y en lo que se refiere a los precios de regasificación hemos reproducido un análisis análogo al realizado sobre licuefacción en una muestra de 41 proyectos y tomando las mismas fuentes e hipótesis de evaluación económica financiera se ha estimado un coste medio de regasificación de 0.50 USD/MMBtu (del orden de 1/3 del de licuefacción), con bastante homogeneidad en los valores (si obviamos un quinteto de proyectos de los últimos años que de igual modo presentan condicionantes especiales de operación o localización que condicionan su coste) (Gráfica 9).

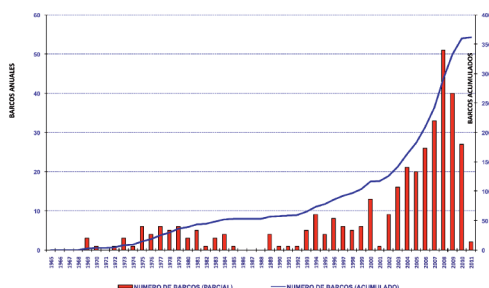
TRANSPORTE MARÍTIMO

A 31.12.2011 la flota mundial de barcos metaneros en operación ascendía a 362 unidades con una capacidad acumulada de transporte de 51.9 millones de m³, con una media de edad de aproximadamente 11 años y una capacidad media de transporte de 145.000 m³ por barco.

El grueso de unidades se concentran además en la segunda mitad de la década del 2000; así en el año 2008 se entregaron un total de 51 unidades y en el año 2009 otras 40 (coincidiendo con entregas relativas a órdenes del año 2004 año record hasta la actualidad con un total de 67 órdenes a astilleros), descendiendo el número de nuevas unidades desde entonces como consecuencia lógica de los efectos de la crisis y la retracción de la inversión a nivel internacional. Con todo ello 2/3 de la capacidad de transporte de la flota actual se concentra en barcos de antigüedad menor al 2004 y la mitad de la capacidad en barcos de menos de cinco años (2006 o posteriores).

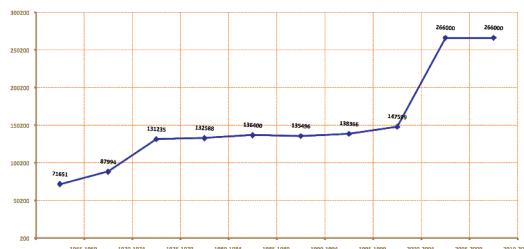
Las dimensiones geométricas de la flota mundial de gaseros ha evolucionado de una manera extraordinaria en el último quinquenio y observamos como hasta el 2005 la capacidad máxima de los buques creció de manera muy suave y es a partir de entonces donde aparecen unidades que casi doblan a la generación anterior con 215.000 m³ ("Q_{flex}" con una primera entrega a finales de 2007) y 265.000 m³ ("Q_{max}" con una primera entrega en Septiembre de 2008), de los que hoy encontramos respectivamente 30 y 15 unidades en operación (asociados todos al megaproyecto de GNL liderado por Qatar).

Este increíble salto en capacidad de transporte tiene una traslación lógica en la eslora y manga máxima de los buques (evolucionando desde los 300 metros de las primeras generaciones hasta los 315 metros de los "Q_{flex}" y los 345 metros de los "Q_{max}" en lo que se refiere a eslora y a 45, 50 y 55 metros de manga desde los barcos en el entorno 145/175 km³ a los "Q_{flex}" y "Q_{max}", respectivamente) pero no tanto en el calado de los mismos que una rarísima excepción no sobrepasan los 14 metros en los últimos años (incluso las últimas unidades de "Q_{max}" y "Q_{flex}" presentan calados inferiores a 12 metros).

Evolución flota gaseros (>1.000 m³)

Gráfica 11: Capacidad de la flota por años.
Fuente LNG Carriers (Gibson) y elaboración propia

Capacidad máxima de buques (m)



Gráfica 12: Capacidad máxima de buques (m³) por quinquenios.
Fuente LNG Carriers (Gibson) y elaboración propia

Las tecnologías de los buques desde aquella primera unidad ya citada del "*Methane Pioneer*" también han progresado sustancialmente. Hoy en día podemos hablar de dos grandes grupos de barcos, los de membrana (modelos GT desarrollados por *Gaz Transport*, MK de la empresa Technigaz o CS1, de "*Combined System n°1*", diseñada conjuntamente por las empresas anteriores como una combinación de dos barreras una primaria de *Invar* típica de los modelos MK-III y una secundaria de Triplex asociada a los GT96) y los *autoportantes* (modelos esféricos Moss-Type, así conocidos por responder a un desarrollo de la empresa noruega Moss Maritime y modelos prismáticos o SPB de "*Self supporting Prismatic type B*" patente desarrollada por Ishikawajima-Harima Heavy Industries).

Hoy en día se está generalizando la utilización de buques membranas por su mayor eficiencia en la forma de cascos, mejores condiciones de maniobrabilidad, menores consumos por su menor superficie vélica y menores costes operativos a igualdad de capacidad de transporte, en gran medida determinado por sus menores consumos de bunker y la necesidad de reservar un mayor talón tras las descargas para mantener sus tanques fríos para evitar extracostes y pérdidas de tiempo en la operación de cool-down de estos buques en puerto (36 horas frente a las 12 horas de buques membrana).

Así el 72% de la capacidad de transporte mundial de GNL se concentra en buques membrana (35% en modelos MK, 37% en tecnología GT y un 0.7% en tecnología combinada CS1) frente a un 27% de capacidad de transporte en tecnología *Moss* y tan solo un 0,3% en SPB o 0,2% en otras tecnologías (tecnología de cilindros asociados a barcos de pequeñas dimensiones dedicados a cabotajes y suministros en estuarios / fiordos en el norte de Europa).

En lo que se refiere al tamaño de buques el mayor porcentaje de unidades en operación se centra en una generación de barcos de capacidad entre 135 y 175 km³ (61% de las unidades en operación y el 62% de la capacidad del transporte).

El avance de la tecnología naval no sólo se ha centrado en el incremento del tamaño de los barcos o la mejora de los sistemas de contención que acabamos de ver, si no

INFRAESTRUCTURAS, LOGÍSTICA Y SOSTENIBILIDAD

que podríamos citar como relevantes la introducción de elementos de relicuefacción en los propios buques para aprovechamiento del boil off, la mejora de las condiciones hidrodinámicas de los cascos y del rendimiento y eficiencia de las unidades de propulsión (sistemas dual fuel diesel electric o DFDE que reducen hasta un 30% el consumo, propulsiones a base de dos hélices, etc.) y la introducción de nuevas tecnologías: operaciones de transbordo o STS (del acrónimo *ship to ship transfer*), unidades de floating GNL tanto regasificadores o FSRU (de *Floating Storage and Regasification Units*) como licuefactores o FPSO (de *Floating Production and Storage Offshore Units*) y el desarrollo de nuevas tecnologías del transporte como el CNG (de *Compressed Natural Gas*), donde el gas ya no se transporta a presión atmosférica y baja temperatura sino a alta presión y estado gaseoso.

Por acabar este importante apartado dedicado al transporte marítimo no podemos dejar de fijarnos en los costes asociados a esta fase de la cadena logística. Según diversas fuentes, los costes de nuevas construcciones ofrecieron un pico en el segundo semestre de 2008 (coincidiendo con el record de órdenes en astilleros del año 2004), donde se observaron precios en el entorno de 300 millones de dólares para unidades Q_{flex} de unos 250 MMUSD para unidades de 155 km³ y propulsión DFDE y de 225 MMUSD para unidades de 145/150 km³ y propulsión convencional. Dichas unidades convencionales habían además tenido otro pico aún más importante a principios de

	Nº Barcos	Capacidad Carga (10 ⁶ x m ³)	%
Technigaz	113	18.16	35,0%
GT	128	19.04	36,7%
CS1(GTT)	3	0.38	0,7%
MOSS	105	14.01	27,0%
SPB-IHI	2	0.18	0,3%
Otros	11	0.13	0,2%
Total	362	51.90	100,0%

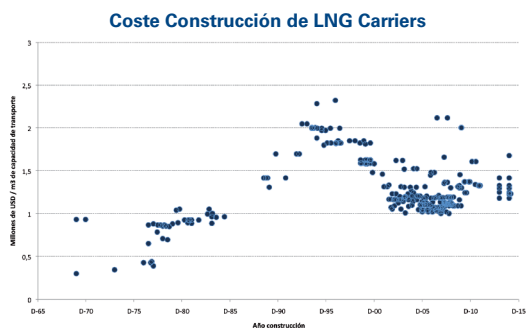
Tabla 11: Reparto de Flota por tecnología de contención.

Fuente LNG Carriers (Gibson) y elaboración propia

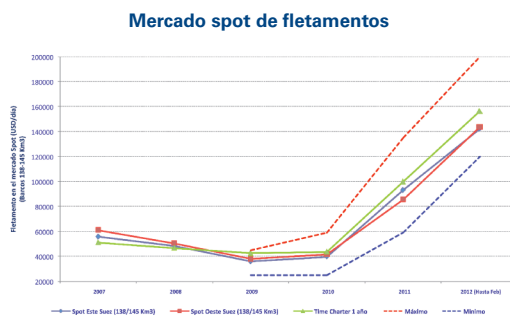
	Unidades		Capacidad	
	Nº	%	10 ⁶ m ³	%
< 100 Km ³	36	10%	1.6	3%
100-135 Km ³	59	16%	7.5	14%
135-175 Km ³	222	61%	32.4	62%
Q_{flex}	30	8%	6.4	12%
Q_{max}	15	4%	4.0	8%
Total	362	100%	51.9	100%

Tabla 12: Clasificación flota GNL Carriers por capacidad de transporte.

Fuente LNG Carriers (Gibson) y elaboración propia



Gráfica 13: Costes normalizados de construcción de gaseros (periodo 1965/2015).
Elaboración Propia en base a estudios de diferentes fuentes.



Gráfica 14: Precios de mercado spot de fletamentos de barcos de GNL.
Elaboración propia en base a informes semanales de las casas de brokers marítimos Fernleys, Gibson y Potten.

la década de los 90 (por encima de 225 millones de dólares y un valle en el año 2003 con 175 millones de dólares).

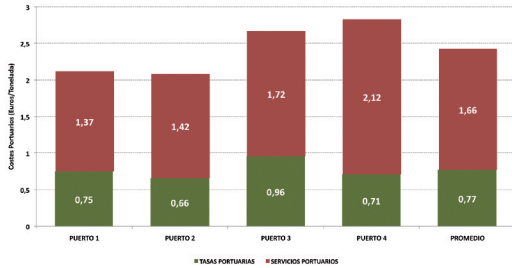
Estos datos son coincidentes con estudios de elaboración propia en la que para discriminar el efecto del tamaño del buque se ha investigado en base a una muestra de 296 buques de los que se conoce los costes de construcción el indicador coste/m³ de capacidad de transporte (Gráfica 13) y donde hemos observado como existen dos periodos con patrones de tendencia diferentes. Por un lado los costes unitarios (USD/m³) crecieron de manera sostenida en media hasta el año 1995, momento a partir del cual dichos costes medios descienden también de una manera paulatina. En cualquier caso y como referencia podemos considerar un coste de 1,25 millones de USD por cada m³ de transporte en el periodo desde el año 2000.

Un primer buen indicador del coste de transporte marítimo pueden ser los precios del mercado spot de fletes. En los últimos años hemos visto una suave caída desde el año 2007 (en entornos ligeramente inferiores a 60.000 USD/día para barcos de 138-145 Km³) hasta los mínimos del año 2009 (en medias de unos 35.000 USD/día pero donde se llegaron a reportar cierres de 25.000 USD/día sin duda por debajo de los costes de operación de un buque) y una rápida subida hasta los niveles actuales del primer trimestre del año 2012 donde las medias se sitúan en los entornos de 140.000 USD/día pero con cierres máximos que han llegado a alcanzar los 200.000 USD/día según ciertos rumores del mercado.

La siguiente componente de coste por su importancia es la del bunker necesario para mover las unidades (IFO380) y las pérdidas de gas por el proceso de boil-off natural (usado si no existe unidades de relicuefacción en el barco en la propulsión del barco). En tal sentido y a título orientativo se maneja el concepto de consumo de fuel equivalente (consumo de fuel + gas en unidades homogéneas de Toneladas/día). El coste del bunker depende además de los precios de referencia del bunker y gas, de otros factores como la velocidad de servicio (por encima de las velocidades económicas los consumos crecen rápidamente con la velocidad), del tipo y año de motor (menores consumos

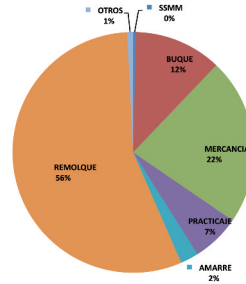
INFRAESTRUCTURAS, LOGÍSTICA Y SOSTENIBILIDAD

Costes portuarios de tráficos de GNL



Gráfica 15: Comparativa de Costes Portuarios en 4 Terminales Españolas. Fuente: Elaboración propia a partir de cuentas de escalas reales.

Reparto de Costes Portuarios en Puertos Españoles



Gráfica 16: Comparativa de costes medios por servicio portuario en puertos españoles. Elaboración propia a partir de cuentas de escalas reales.

Costes de Transporte Marítimo LGN (USD/MMBtu)

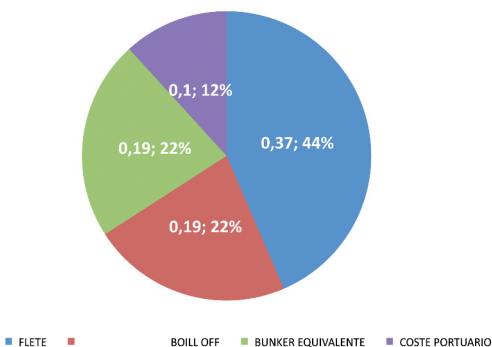
Caso: Transporte Norte África/Europa
Escenario Bunker 750 USD/Tn, Gas = 10,5 USD/MMBtu
y Cambio = 1,40 USD/EURO

Costes de Transporte Marítimo LGN (USD/MMBtu)

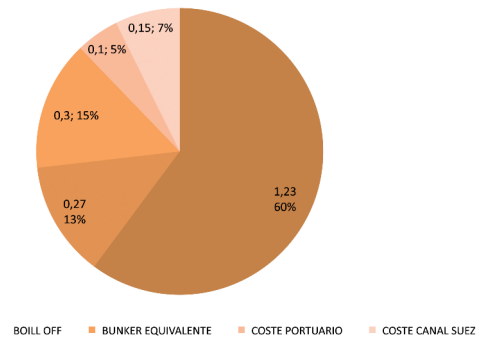
Caso: Transporte Europa/Far East
Escenario Bunker 750 USD/Tn, Gas = 10,5 USD/MMBtu
y Cambio = 1,40 USD/EURO

como ya hemos dicho en unidades DFDE), propio diseño y estado de mantenimiento del barco (eficiencia de la propulsión, resistencia del casco,...) el rendimiento del aislamiento (típicamente oscilando entre el 0,10 y 0,15% del volumen transportado por día) y las condiciones meteorológicas del viaje (mayores temperaturas o mayores agitacione-s en los viajes derivan en mayores consumos y tasas de boil-off).

Como último componente de coste podíamos señalar los propios costes de escala (tanto las tasas de las autoridades portuarias como los costes de servicios portuarios) y, si es el caso, el coste de tránsito por el canal de Suez. Dichos costes son muy variables en función de la terminal que se trate y así, si analizamos el caso de cuatro Autoridades Portuarias españolas encontramos valores mínimos de 2,1 €/Tn en la terminal más barata y 2,8 €/Tn en la más cara (equivalente en unidades energéticas a 0,056 y 0,075 USD/MMBtu si asumimos un cambio de 1,4 €/Tn)



Gráfica 17: Coste de Transporte Marítimo. Norte de África-Europa. Fuente: Elaboración propia.



Gráfica 18: Coste de Transporte Marítimo. Europa - Far East. Fuente elaboración propia.

Si descomponemos el coste medio portuario, tal y como podemos ver en la Gráfica 16, observamos como el 34% corresponden a Tasas Portuarias (22% por tasa a mercancía y 12% por tasa al buque siendo el resto irrelevantes) y el 66% en servicios portuarios (destacando el remolque con un 56%, el practicaaje con un 7% y el amarre con un 2%, restando un 1% en otros gastos tales como inspección, despacho de aduanas y consignación).

Como resumen de lo anterior y a título orientativo presentamos el coste de transporte marítimo en dos proyectos teóricos el primero entre el Norte de África y Europa y el segundo entre Europa y el Far East, donde se ha supuesto en ambos casos velocidad comercial de 17 nudos, un nivel de fletamentos en el entorno de 75.000 USD/Día, con transporte en barco convencional de 140.000 m³ y costes de bunker a precios actuales (IFO 380 a 750 USD/Tonelada y de gas a 10,5 USD/MMBtu). Con ello se obtiene un coste global en el primer caso de 0,85 USD/MMBtu y en el segundo de 2,60 USD/MMBtu con unos costes fijos en el primer caso del 56% (flete + costes portuarios) y del 72% en el segundo (flete + costes portuarios + paso del canal). Cabe destacar dentro del marco de la presente conferencia como los costes portuarios y canal suponen en ambos casos un 12% del total.

OPERACIONES DE TRANSBORDO Y UNIDADES DE FLOATING GNL

Los proyectos STS son ya una realidad desde que por primera vez el 25/08/2006 la empresa *Excelerate* traspasara la carga entre los barcos *Excelsior* y *Excalibur*. Desde entonces dichas operaciones han ido creciendo de manera exponencial (dicha empresa anunció la realización de su operación n° 100 de dicha clase en Kuwait el 29/03/2011 y la n° 200 en Argentina el 27/11/2011), realizándose actualmente y de manera periódica en varias terminales en Argentina (Bahía Blanca y Escobar), Kuwait (Mina Al – Ahmadi), Brasil (Pecem y Guanabara), Dubai (Jebel Ali), USA (Northeast Gateway Deepwater Port en Massachussets) y Reino Unido (Teeside en Middlesbrough).

Hasta la fecha dichas operaciones STS están asociadas también a transferencias a unidades regasificadoras o FSRU, de los que ya existen varias unidades en operación como son el "*Golar Spirit*" (primer barco en operación de esta clase entregado en enero de 2009 y que realizó sus pruebas en abril de dicho año, y que procedió de una modificación de un barco convencional del año 1981 y que se contrató por Petrobras para su utilización en la terminal brasileña de Pecém), el "*Golar Winter*" (barco también en operación en Brasil subfletado igualmente por Petrobras a Excelerate en este caso para su utilización en la Bahía de Guanabara), el "*Golar Freeze*" (barco igualmente modificado y que desde 2010 realiza operaciones de regasificación en el puerto Jebel Ali en Dubai).

Existen al menos otras siete unidades FRSU contratadas a 31.12.2011 y otras tres opciones con la misma fecha (2 contratadas por la empresa Golar de 2.5 y 3.8 millones de toneladas respectivamente, tres para la empresa Höegh GNL con opción para otras dos con capacidades de hasta 3.7 millones de Toneladas, una más para Excelerate también para su utilización con Petrobrás en Brasil y capacidad de 3,5 millones de Toneladas y 2 para Awilco con otras 2 opciones). De igual modo hay diferentes proyectos en estudio o en fase de aprobación (Aguirre GasPort en Puerto Rico,...).

INFRAESTRUCTURAS, LOGÍSTICA Y SOSTENIBILIDAD

En cuanto a las capacidades de emisión a la red dichas unidades de FRSU oscilan entre 400/700 mmscf/d de impulsión a la red (equivalente a una producción en el entorno de 16.000/28.000 m³ de GNL en buque o a 4 bcma) si bien los nuevos proyectos se están diseñando en rangos de 1000 mmscf/d (10 bcma) lo que lleva a tiempos de operación para descarga de un barco convencional de 140.000 m³ de entre 9 y 5 días (en un futuro de 3,5 días).

Hasta la fecha todas las operaciones con unidades FSRU se realizan con los barcos amarrados a pantalán dentro de aguas protegidas en el interior de puertos o bahías en calma, siendo el reto para el futuro la realización de dichas operaciones en condiciones offshore permitiendo descargas a boyas, donde ya hay en marcha sendos proyectos de la empresa Golar que prevén ponerse en explotación en 2012: proyecto Toscana, 34 Km. offshore en frente de la costa de Livorno en Italia y para el que en la actualidad se está acometiendo la transformación del barco "*Golar Frost*" en los astilleros de Dubai, y el "*GNL Khannur*" barco que se está transformando con tal propósito para operar 15 Km. offshore en las costas de Indonesia (en frente a la Bahía de Jakarta) en astilleros de Singapur.

En lo que se refiere a los proyectos de licuefacción flotante o FPSO en la actualidad están contratados dos proyectos, el primero conocido como *Flex GNL* consistente en una unidad de 170 Km³ de capacidad que prevé entregarse en 2014 y que con una capacidad de producción de 2 millones de toneladas anuales pretende ser utilizada en aguas de Papúa Nueva Guinea y el proyecto *Prelude*, promovido por Shell en aguas Australianas y que unas dimensiones gigantescas (488 m de largo, 74 m. de ancho y 20 metros de calado con capacidades de 220 Km³ para GNL, 90 Km³ para LPG y 126 Km³ para condensados) estará amarrado a 475 Km. al NE de Broome y produciendo 3.6 millones de toneladas con fecha prevista 2017.

Son indudables las ventajas que en un futuro presentan dichas operaciones y que podríamos resumir en : posibilidad de monetizar un conjunto de reservas que por su tamaño o distancia no son viables mediante instalaciones en tierra y tuberías asociadas de transporte (caso de FPSO), acorte de plazos entre el momento de los descubrimientos y la producción de los mismos (se estima por ejemplo que en el proyecto *Prelude* de Shell en Australia sólo serán necesarios 10 años), menor impacto/huella ambiental por no requerir instalaciones en tierra (en los proyectos offshore inexistente y en los proyectos de descarga en tierra se evitan los almacenamientos de GNL) y simplificación administrativa en la gestión de permisos (mayor reversibilidad de las actuaciones, menor impacto en la costa, menor impacto visual, etc.) o mayor flexibilidad por la movilidad de las unidades lo que ayuda a obtener mayores rentabilidades en los proyectos a largo plazo, minimiza los riesgos de localización y permite llegar con gas a zonas donde desarrollos convencionales con tuberías son inviables (caso de FSRU).

Desde el punto de vista técnico los retos para este nuevo segmento de mercado han sido (sin obviar los ya indicados de mejora de los rendimientos de descarga) el diseño de los brazos de descarga (en la actualidad ya existen patentes aprobadas y testadas por sociedades de clasificación que permiten transferencias con hasta 5,5 metros de altura de ola basadas en tres líneas de 8.000 m³/hora de capacidad con una adicional de retorno para equilibrado de presiones y que permiten el movimiento con seis gra-

dos de libertad de todos de los elementos de conexión entre el barco principal y el *feeder* que es cargado) y de amarre (diseño de cables de amarre, cadenas de fondeo y defensas para operaciones de costado).

TRANSPORTE DE COMPRESSED NATURAL GAS

Uno de los proyectos de futuro hoy en fase de desarrollo es la extrapolación de tecnologías CNG (acrónimo del inglés Compressed Natural Gas) ya extendidas en el caso de la automoción al campo del transporte marítimo. Con este sistema el transporte del gas se realiza a presión y en fase gaseosa en vez de en condiciones criogénicas (fase líquida y presión atmosférica). Dichos prototipos en fase de pruebas que ya han superado fases aprobación previa por las sociedades de clasificación se basan en transportar el gas en barcos *shuttles* tras su previa compresión en la unidad de carga (pudiendo realizarse directamente desde unidades FPSO) y su posterior descarga en instalaciones on-shore.

Como ventajas de esta tecnología se citan su menor huella ambiental (al no necesitar de instalaciones de licuefacción y regasificación), su mayor tolerancia a contaminantes (mercurio, CO₂, hidratos, etc.) y simplificación por tanto de los tratamientos previos para evitar dañar las unidades de licuefacción) y sus menores costes unitarios en ciertos proyectos donde la distancia de transporte es tal que deja ser competitivo los proyectos de transporte por tubería pero los volúmenes son suficientemente pequeños para no ser rentables proyectos de GNL.

Así en base a producciones de 350 mmscfd (aprox. 3.5 bcma) los estudios estiman costes que oscilan entre los 0,70 USD/MMBtu a distancias de 350 Km. y 2.25 USD/MMBtu para distancias de 1.400 Km. Como elementos principales que pueden condicionar el desarrollo de estos proyectos son los aspectos relacionados con la seguridad de esta tecnología y que están siendo objeto de los oportunos estudios por sus desarrolladores.

DESARROLLO DEL MERCADO DE BUNKER DE GNL

Sin duda otra de las palancas de desarrollo del sector en el futuro será el que está relacionado con un ya incipiente pero existente mercado de bunker mediante GNL. Es evidente que las regulaciones que limitan en ciertas áreas marítimas la utilización de combustibles con emisión de gases con efecto invernadero (zonas SECA y ECA en el Mar del Norte, Mar Báltico y zona del Canal en Inglaterra; Áreas EPA en las costas de USA y Canadá, regulaciones IMO Tier II y III) pueden extenderse en un futuro de medio plazo a otras zonas (Mediterráneo, Japón, etc.).

De manera sinérgica una evolución de precios de GNL favorable a los de fuel marino (en términos de coste real y eficiencia) y ciertas ventajas técnicas de estos sistemas de propulsión (facilidad de instalación y mantenimiento, etc.) pueden ser los catalizadores para que este mercado se asiente de una manera global y una oportunidad para autoridades portuarias que aspiren a competir en polos logísticos de este tipo de servicio de bunker.

INFRAESTRUCTURAS, LOGÍSTICA Y SOSTENIBILIDAD

Hoy en día ya existen unidades en explotación (ferries operando en Noruega desde la terminal de Haljem) y proyectos de cierta magnitud y de calado estratégico muy relevante como los desarrollos de portacontenedores de última generación con capacidad de 14.000 TEUS propulsados por GNL y desarrollados conjuntamente por la firma Germanshider Lloyd y el astillero Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering.

SHALE GAS

El Shale Gas (gas de esquisto en español), es una forma de acumulación que a la fecha no ha podido tener un fuerte aprovechamiento comercial pero que parece ser un elemento decisivo en los próximos años puesto que se han llevado a cabo desarrollos tecnológicos que permiten su extracción de una manera económicamente rentable. Sin entrar en detalles técnicos comentaremos únicamente que es un gas atrapado en formaciones de esquistos arcillosos sedimentarios y que para su extracción es necesario fracturar hidráulicamente la roca que lo atrapa lo que, además de los problemas que hemos comentado de carácter técnico / económico, incorpora todavía alguna controversia del tipo medioambiental para su utilización a gran escala.

El hecho es que las reservas probadas de este recurso que se consideran técnicamente recuperables pueden sextuplicar las existentes de gas convencional. Según datos del último informe "Annual Energy Outlook 2011" de la Energy Information Administration (EIA), las reservas recuperables de este recurso que se consideran recuperables tras las valoraciones hechas en un total de 32 países pueden alcanzar los 6.622 Tcf y países como China (1.275 Tcf), Estados Unidos (862 Tcf), Argentina (774 Tcf) o México (681 Tcf) pueden convertirse en actores relevantes del sector y configurarse como exportadores netos de gas natural en un futuro rompiendo la actual hegemonía de Oriente Medio y Pacífico si deciden combinar dichas tecnologías con las de GNL.

Dicha tecnología no es además algo lejano ya que algunos países han comenzado la explotación de dicho recurso en cantidades apreciables. Por citar un ejemplo EEUU comenzó con producciones de 0.39 Tcf en el año 2000 que se han convertido en 4.8 Tcf en el año 2010 lo que supone un 23% de la producción de gas natural de dicho país.

CONCLUSIONES: RETOS Y PROYECTOS DE FUTURO EN LA LOGÍSTICA DE GNL Y SUS IMPLICACIONES PORTUARIAS

Desde el punto de vista logístico varios pueden ser los conductores que condicionen la evolución del mercado de GNL en los próximos años:

1. Cambios en el modelo energético mundial como consecuencia del efecto "Fukushima" (futuro cierre de capacidad nuclear) que empujarán nuevos desarrollos de GNL a escala mundial. La *Agencia Internacional de la Energía* ha pronosticado un incremento anual del consumo energético hasta el 2035 del 3% con decrementos asociados de energía nuclear del 15%, lo que abrirá espacio a otras tecnologías y donde el gas encontrará sin duda su hueco.

2. Las unidades flotantes de licuefacción (FPSO) o regasificación (FSRU), así como la generalización de operaciones de transbordo (STS) son ya una realidad y se extenderán a nuevas localizaciones suponiendo una oportunidad en determinados ámbitos portuarios donde no se disponga de capacidad de promoción de plantas de regasificación o licuefacción.
3. La introducción en el sistema de relevantes proyectos de suministro como los gigantescos desarrollados de Australia (84 bcma en construcción y otros 89 en fase de estudio) supondrán un nuevo equilibrio logístico de todavía difícil predicción y un auténtico reto para los operadores logísticos de este segmento.
4. La aparición de terminales bidireccionales (terminales de regasificación/licuefacción), algunas de cuyas transformaciones ya se han puesto en marcha en EEUU como respuesta a la posibilidad de exportación de *shale gas* y la extensión de los conceptos de terminales hub (donde se desarrollarán operaciones de descarga y recarga tal y como ha sido el modelo de negocio desarrollado por Gate Terminal en el puerto de Rotterdam) supondrán un nuevo reto tecnológico y de transformación de ambientes portuarios.
5. La aparición de nuevas potencias mundiales en el capítulo de importadores (Reino Unido, Holanda, India, China, Panamá, etc.) y de mayor número de actores / países del lado de exportadores (Papúa Nueva G., Israel, Chipre, Guinea E., Iraq,...) supondrán nuevos reajustes logísticos de los actuales parámetros de mercado.
6. La aparición de mercados colaterales que impulsarán el sector asociados a desarrollos de nuevos barcos de otras clases con utilización de GNL como combustible obligará al desarrollo de servicios de bunker en dicho campo y a la habilitación de instalaciones en puerto donde realizar la logística asociada.
7. La extensión de conceptos de cabojate y hub/feeder (proyectos de este estilo ya existen desde hace tiempo en el Norte de Europa) llevarán al desarrollo de barcos *shuttles* de GNL de menores dimensiones y a la generación de oportunidades de recarga en puertos importadores logísticamente bien situados.
8. El desarrollo de servicios de valor añadido a este tipo de tráfico puede ser otro elemento que ayude a la atracción y o fidelización de ciertos volúmenes: Podríamos citar servicios de reparación especialidad en este tipo de buques, prestación de servicios de cool down o gassing up (puesta en atmósfera de los barcos una vez salidos de astilleros tras sus procesos de mantenimiento que obligó a su inertización),.... Para ello la política tarifaria de las Autoridades Portuarias debe ser sensible a que la realización de estas operaciones marítimas se realiza en distintos parámetros comerciales que las clásicas de carga y/o descarga.
9. El desarrollo de proyectos de exportación asociados a reservas actuales de “*shale gas*” abrirá puertas para el desarrollo de nuevas plantas de licuefacción en países que hoy no se encuentran entre el portfolio de exportadores.

