

Introducción al desarrollo de la nasiente industria de GNL flotante

Opciones para aprovechamiento del gas natural offshore y la
apertura del comercio a lugares distantes.
Planta de gas natural licuado en pequeña escala.

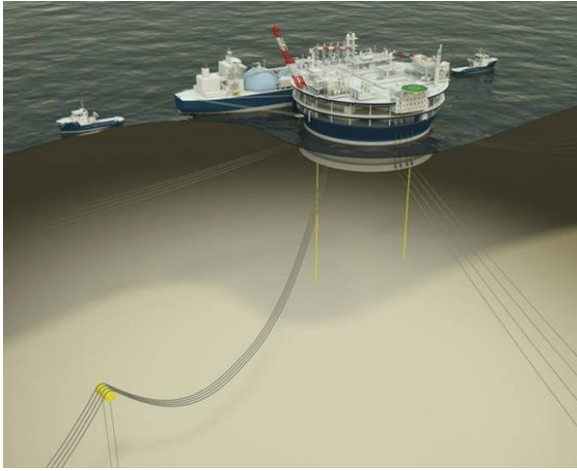
Por Hernán F. Pacheco

Índice:

Introducción	4
<u>Análisis I</u> : Crecimiento de las perspectivas del floating LNG	5
✓ <i>Royal Dutch Shell toma la delantera en los proyectos del sector</i>	7
<u>Análisis II</u> : Conceptos de tecnologías embarcadas para aprovechamiento del gas natural	10
✓ <i>FLNG: Petrobras utilizará la tecnología para explotar el gas del pre-sal</i>	17
<u>Análisis III</u> : Nueva cadena de valor del floating GNL	20
✓ <i>Bluewater, entre las empresas para desarrollar nuevas tecnologías</i>	25
Conclusión	27
<u>Análisis IV</u> : Expansión de las planta de GNL en pequeña escala. Rentabilidad y mercado	29
✓ <i>Construcción de la cadena de suministro</i>	34
Bibliografía complementaria	36



Introducción



Avances considerables fueron realizados en el *design* de las plantas de GNL embarcadas. Aún no hay ninguna en operación, algunas están saliendo de los papeles y entrando en proceso de construcción, pero el GNL offshore es considerado para una serie de proyectos en desarrollo en el mundo. Cuestiones tecnológicas y de seguridad aparte (más abajo las desarrollaré), hay grandes ventajas en la utilización de plantas embarcadas en GNL. Campos gasíferos distantes y/o aislados podrán ser desarrollados sin que se incurra en la carga de la construcción de toda una infraestructura de apoyo, reduciendo el tamaño mínimo del descubrimiento en relación aquella necesaria para viabilizar un proyecto convencional de GNL. También, como el equipamiento puede ser desplazado, los costos de conexión de pozos dispersos a la unidad de producción pueden ser minimizados.

Tan importante como las plantas embarcadas de GNL serán las plantas flotantes de regasificación. Ellas permitirán ventas en volúmenes reducidos para los mercados menores y mayores posibilidades de arbitraje en el mercado spot. Otra innovación en estudio por las operadoras son navíos capaces de transportar, regasificar el GNL e inyectarlo directamente a las redes de ductos costeras. La puesta en operación de esta tecnología transformaría la forma en que se comercializa el GNL, pues permitiría su venta en mercados donde los terminales de recepción (demandantes de altas sumas de inversión) no existen, dando un impulso definitivo al mercado spot.

Aparte de los desafíos tecnológicos, la descarga de gas estaría limitada a la capacidad del mercado para absorber el volumen transportado en el navío en periodos cortos de tiempo. Como los costos de los fletes de metaneros se encuentran en la franja de 70.000 dólares o más por día, el tiempo de descarga del gas se hace un factor importante. Cabe mencionar que esa nueva generación de navíos probablemente implicará en tasas de flete más altas. La existencia de tanques de almacenamiento resolvería el problema, pero limitaría la flexibilidad de las plantas embarcadas de transporte y regasificación.

Hasta el momento actual se han preferido soluciones “en tierra”. La dificultad de encontrar lugares *onshore* adecuados es el caldo de cultivo de soluciones más o menos imaginativas. En GNL nadie quiere ser el primero: cuando se prueben las soluciones seguramente habrá un despegue. Hay una gran cantidad en avanzado grado de diseño (estarán operativas en dos o tres años). La seguridad siempre es una variable esencial.

Hernán F.Pacheco

Análisis I: Crecimiento de las perspectivas del floating LNG

***El aumento del enfoque en el gas natural ha sido un catalizador del interés del Floating LNG, un sector de negocios que puede ver inversiones por 23 mil millones de dólares entre 2010 y 2016.**

El interés en las terminales flotantes de licuefacción de gas gana espacio en el mercado, pero persisten los obstáculos al despliegue comercial. Es real, el progreso es improbablemente sencillo. Según la publicación **Petroleum Economist** (en adelante PE), como una solución de desarrollo improbable; los riesgos en el financiamiento y la tecnología de FLNG puede resultar desagradable para los inversionistas en el predominante ambiente económico. Aún existiendo propuestas para que FLNG sea una solución para proyectos en el **Sudeste Asiático, Australia, Nigeria, Brasil** y en otros lugares, "*ninguna versión de la tecnología en escala comercial existe*", subraya PE¹.

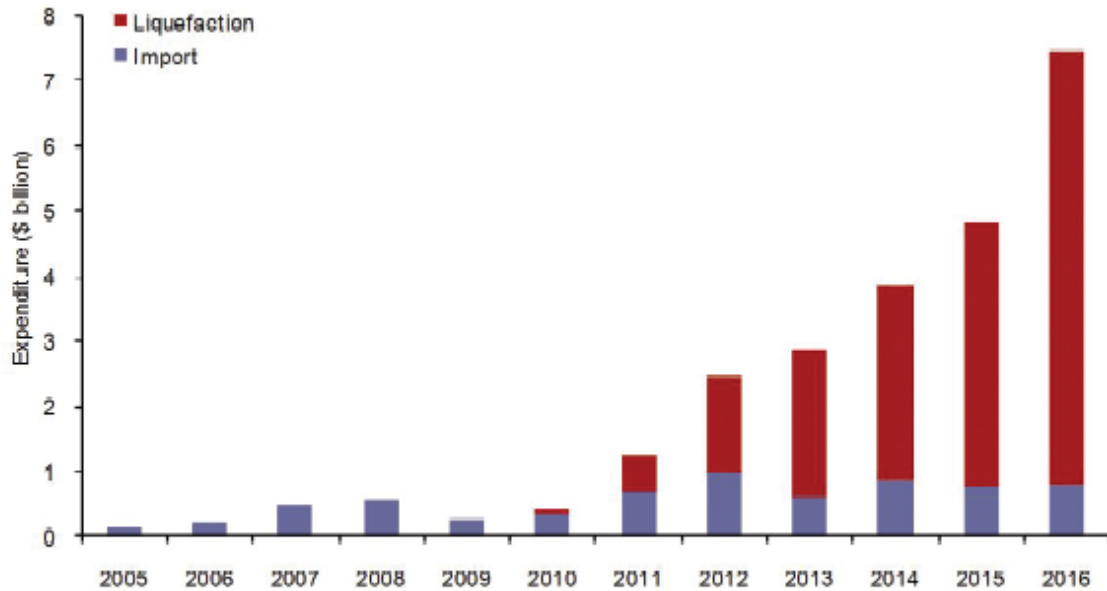
Pero esto podría cambiar pronto. Los *Shipbuilders* sostienen que las terminales de licuefacción flotantes son más baratas que los proyectos en tierra para reservas offshore aisladas y hacerlas más rápidamente operacionales, al no requerir de infraestructura que lo conecte con la tierra. "*Construir una tubería para apuntalar un remoto pequeño campo costa afuera va a aumentar dramáticamente sus costos. En esas circunstancias un navío flotante de GNL se hace muy competitivo*", dijo **Andrew Pearson**, analista senior de GNL global para la consultora **Wood Mackenzie**. Como consecuencia de los menores requerimientos de infraestructura para proyectos de FLNG, el desarrollo debería tomar menos de la mitad de los 8 a 10 años típicamente necesarios para trenes onshore.

El año pasado, el interés por las facilities de floating LNG creció sustancialmente, una tendencia que los analistas de **Douglas-Westwood Ltd (DWL)** creen que probablemente siga durante los próximos siete años. Según el "*World FLNG Market Report*", **Australasia** y **África** permanecen enfocados en los proyectos de licuefacción de FLNG, en gran parte debido al número de campos de gas denominados *stranded*² en estas regiones. *Meeting the growing need for gas*. Según DWL, los proyectos de regasificación FLNG están enfocados en países donde los puntos de demanda estacionales son una preocupación porque existe una necesidad por proyectos *fast-track* que cubran el aumento de la demanda.

DWL espera que 23 mil millones de dólares sean gastados en instalaciones de FLNG en el periodo comprendido entre 2010 y 2016. A pesar de muchos grandes proyectos de regasificación FLNG en los papeles, la mayoría de este dinero será gastado en terminales de licuefacción. Australasia y África, debido a sus proyectos de licuefacción FLNG, representan la mayor proporción de previsión de capex, reportó DWL. De modo interesante, Norteamérica, a pesar de tener el mayor número de perspectivas de terminales de importación, sólo se espera gastos por 1.6 mil millones de dólares o el 7% del capex total entre 2010 y 2016.

¹ Petroleum Economist, "*Signs of life in floating LNG*", (Octubre 2009)

² Campos de gas natural donde el transporte de gas natural no es económicamente viable a causa de la localización geográfica.



Capital Expenditure on FLNG Facilities by Type 2005-2016

Adicionalmente, las grandes cantidades de gas que son requeridos para sostener un proyecto de exportación de GNL convencional -cerca de 5 trillones de pies cúbicos para 20 años, 5m de toneladas por planta/año. Pero los hallazgos en esta escala son cada vez más raros. Una gran parte de las reservas mundiales de gas está en campos con 0.5-5.0 trillones de pies cúbicos, entonces el FLNG podría aumentar considerablemente la disponibilidad de los recursos a disposición para el suministro de GNL. Otras empresas que trabajan en el FLNG incluyen a la firma noruega de transporte de gas Golar LNG y la estatal tailandesa **PTT Exploration and Production (PTTEP)**, que formó un venture para desarrollar FLNG para servir a los campos de gas operados por PTT en north **West Australia**³.

En noviembre de 2008, **Kanfa Aragon** subsidiaria de **Sevan Marine** concedió a **Dresser-Rand**⁴ una carta de autorización para suministrar el equipo de compresión de la primera facility de FLNG del mundo, LNGP1, que se está preparando para trabajar en el offshore de Nigeria. La unidad FLNG es diseñada para tener una capacidad de licuefacción de aproximadamente 1.7 mmtpa. **Samsung Heavy Industries (SHI)** es el contratista EPCIC para LNGP1, mientras que Kanfa Aragon es el contratista de ingeniería y consecución para las facilities *topsides*⁵.



DRIVER AND CYCLE COMPRESSOR

- Vendor: Dresser Rand
- 2-stage compression with intercooling
- Heavy duty cartridge barrel type, back-to-back wheel configuration, removable bundle, Datum type
- LM6000 PD gas turbine driver (43 to 50 MW)

³ <http://www.golarlng.com/media/FSRU.pdf>

⁴ <http://www.dresser-rand.com/>

⁵

http://www.aragon.no/Customers/agp/documents/Presentasjoner/Kanfa_Aragon_presentation_at_IBC_F_LNG_conference_Seoul_23_Sep_2009.pdf

"En los últimos tres años, identificamos en la licuefacción de GNL una oportunidad de crecimiento estratégico para un periodo de 5 a 10 años", dijo **Vince Volpe**, CEO de Dresser-Rand.

Shell toma la delantera en los proyectos del sector

Royal Dutch Shell anunció a finales de 2009 planes para desplegar la primera facility flotante de gas natural licuado en el mundo, cerca de las costas del noroeste de **Australia**, en un movimiento que tuvo repercusiones importantes para la industria del gas natural global.⁶ El proyecto *landmark* -que Shell dijo que será el navío más grande del mundo, mucho más grande que un porta aviones- será contemplado de cerca por otras *super-majors*, que durante mucho tiempo consideraron el potencial para un facility flotante.

Shell desplegará su facility en **Prelude** y **Concerto**, sus dos recientes descubrimientos de gas localizados en la cuenca **Browse**, costa noroeste de Western Australia. El descubrimiento fue hecho en el pozo Concerto-1, propiedad total de Shell, que está cerca del campo Prelude.

Esto sería de gran ayuda para Australia. El ministro de energía de ese país, **Martin Ferguson**, dijo que Australia tenía 140 trillones de pies cúbicos de reservas de gas *stranded*, aproximadamente 890 mil millones de dólares. El venture de Shell es uno de los más ambiciosos. "Para Shell, esto podría transformarse en un *calling card* (un sello distintivo) que permita demostrar su ingeniería y capacidades comerciales", dijo **Frank Harris**, analista de gas de **Wood Mackenzie**. "Esta es una verdadera oportunidad de obtener una primera ventaja".



La facility de GNL a ser desplegada en Prelude será de 480 metros, o cerca de 500 yardas, de largo y 75 metros de ancho, pesará 600.000 toneladas métricas, lo suficientemente pesado para hacerlo resistente a los ciclones. Tendrá una capacidad para producir 3.5 millones de toneladas métricas de GNL por año, aunque los funcionarios de Shell reafirmen que el proyecto está todavía en fase de diseño e ingeniería y la decisión de inversión final está todavía en un estadio muy lejano.

⁶ The Wall Street Journal, "Shell Plans to Build Floating Gas Plant", (9/10/2009)



Impresión artística del diseño del FLNG de Shell



Comparación entre el nuevo diseño de Shell con un campo de fútbol

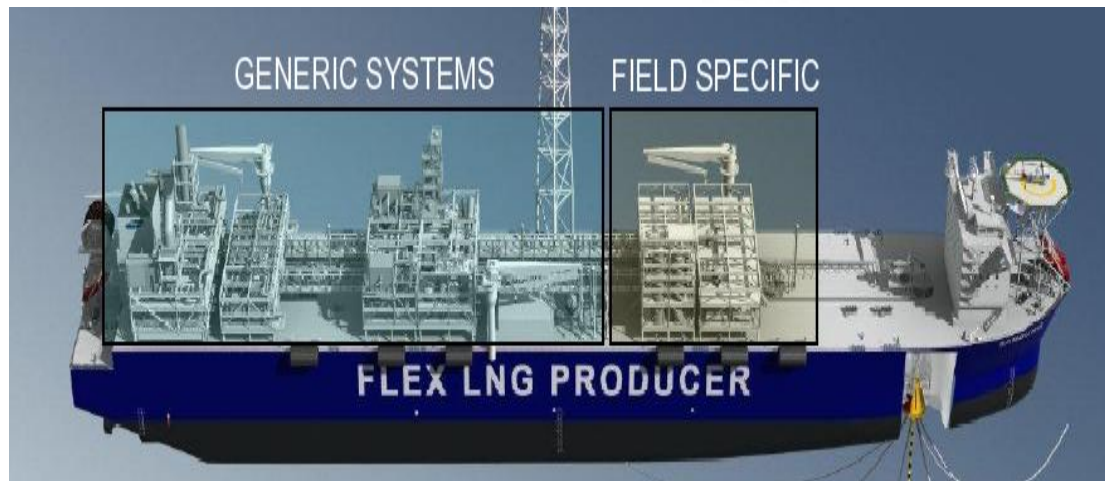
Floating Liquefied Natural Gas: An innovative solution

- ▶ **FLNG is a commercially attractive and environmentally sensitive approach of offshore gas field**
- ▶ **Contract awarded by Shell Consortium: Technip (leader) and Samsung**
 - FEED on a reimbursable basis
 - Master agreement for design, construction, installation of multiple FLNG, facilities including riser system interface, for up to 15 years
- ▶ **Unique Combination of Skills and Technology:**
 - LNG process
 - Offshore facilities
 - Subsea infrastructures

En julio, **Shell** firmó un acuerdo con la francesa **Technip** y la surcoreana **Samsung** para ingeniería *front-end* y el diseño para una facility de FLNG por 3.5 m toneladas al año. El acuerdo implica un programa para construir e instalar más facilities de FLNG durante un período de 15 años. Shell piensa usar su diseño de navíos de FLNG, que se parece a un petrolero de 450 metros de largo, en y alrededor de su campo offshore **Prelude** en **Western Australia**. **Irak** y el **Mediterráneo**, de **Egipto** y **Chipre**, son también considerados como locaciones. La empresa dijo en 2008 que esperaba tener operacional un FLNG para 2012, pero no dijo cuando su primer navío **Samsung Heavy Industries (SHI)** serán completadas.

Hay también indicadores que el FLNG es comercialmente competitivo con las terminales de licuefacción convencionales onshore. **Flex LNG**, basada en Londres, firma que cotiza en Noruega y apunta a ser la primera en comercializar FLNG, sostiene que uno de sus navíos de 1.7m toneladas al año -también para ser construido por SHI- costaría alrededor de 550-700 dólares/tonelada de capacidad de licuefacción⁷. Esto comparado con los 1.000-1.300 dólares por tonelada para los recientemente completados trenes onshore tradicionales. La empresa no ha proporcionado los detalles de sus órdenes, pero dijo que trabaja como **Rift Oil**, con sede en el Reino Unido, en un proyecto en **Papua Nueva Guinea**, con reservas potenciales estimadas en 2 trillones de cf. También espera participar en el postergado proyecto de gas offshore **Progress**, en **Nigeria** con **Mitsubishi** y **Peak Petroleum**, aunque estos recursos financieros pueden ser desviados a un proyecto en Indonesia.

⁷ http://www.seatrade-downloads.com/sea_asia_2009/presentations/LNG/Trym_Tveitnes.pdf



Análisis II: Conceptos de tecnologías embarcadas para aprovechamiento del gas natural

La creciente demanda mundial por gas natural, la explotación de petróleo con gas asociado en regiones cada vez más distantes del mercado consumidor y las restricciones a las emisiones de gases de efecto invernadero impulsan el desarrollo de tecnologías embarcadas para el aprovechamiento del gas natural.

El gas natural, que figuraba como un problema operacional en la explotación y producción de petróleo, pasó a ser visto con otros ojos debido a que sus reservas son abundantes y su quema presenta la menor emisión de dióxido de carbono por unidad energética liberada, de entre los combustibles fósiles. Estos motivos impulsaron el mercado internacional de gas natural. A principio, todo el movimiento de gas era realizado por medio de gasoductos, pero, los impedimentos políticos, técnicos, geográficos o económicos limitaron las rutas comerciales de energético, induciendo al desarrollo de nuevas tecnologías de transporte.⁸ El **gas natural licuado (GNL)** fue la ruta alternativa de transporte que más se desarrolló, sin embargo, otras tecnologías como el **Gas-to-Liquid (GTL)** y el **gas natural comprimido (GNC)** también encontraron sus nichos de aplicación. Tales tecnologías propiciaron el transporte del producto de costa a costa o en el interior de los continentes, una vez que las plantas de conversión de gas natural eran localizadas en tierra.

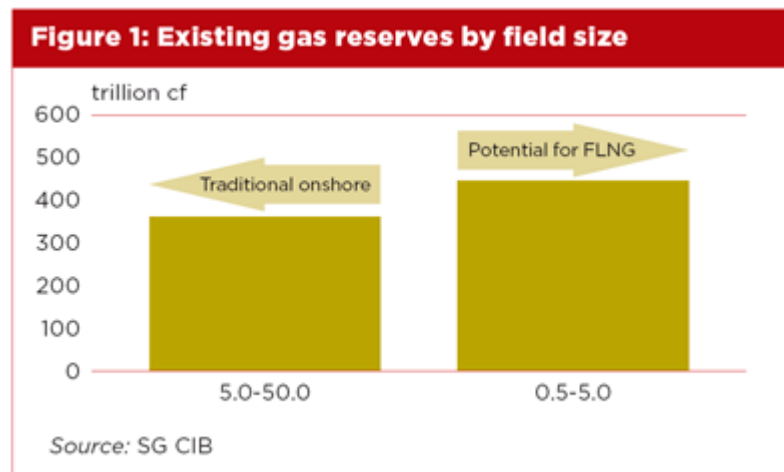
La explotación de petróleo y gas natural offshore, cada vez más distante de la costa, se constituye en la fuerza motriz del desarrollo de tecnologías embarcadas para el aprovechamiento del gas natural. Las posibles aplicaciones de estas tecnologías son: (1) anticipación de producción de reservas marítimas de gas; (2) aprovechamiento del gas asociado de plataformas de producción de petróleo; (3) desarrollo de campos marginales de gas natural; (4) reducción de la quema del gas en antorcha.

⁸ "FLOATING LNG: A REVIEW OF THE FORCES DRIVING THE DEVELOPMENT OF FLNG, CHALLENGES TO BE OVERCOME, PROJECT STRUCTURES AND RISK ALLOCATION IN A VIABLE FLNG PROJECT". John White, de *Baker Botts*

Los conceptos de producción, almacenamiento y *offloading* de **GNL flotante (LNG FPSOs)** tienen numerosas ventajas sobre las plantas de licuefacción convencionales para recursos offshore, pues pueden colocar la capacidad en el navío directamente de los campos distantes y evitar los caros costos de las tuberías offshore y la capacidad de mover la instalación de la producción a una nueva posición una vez que el campo existente se agote. La tecnología ha sido discutida y evaluada en varias formas durante las décadas precedentes, pero aún tiene que alcanzar la realidad comercial. Sin embargo, los recientes boyantes precios del GNL y, en particular, la disminución de las oportunidades de proyectos de GNL convencionales proporcionar un impulso importante al desarrollo.

Los LNG FPSOs están ahora en la cúspide de la comercialización después de un aumento del interés en los últimos años por numerosos *developers*. Sin embargo, se presentan desafíos técnicos y comerciales por resolver.

Las grandes compañías petroleras condujeron el temprano desarrollo de LNG FPSO a finales de los años 90, con **Shell, Mobil y Statoil** desarrollando conceptos de Floating LNG -basados en barcasas en ubicaciones como **Nigeria, Australia y Namibia**. Pero en tiempos recientes vio una ráfaga sin precedentes de actividad de desarrollo. La tecnología de licuefacción flotante surgió como un medio para llevar el suministro de GNL adicional teniendo acceso a reservas de gas varadas una vez consideradas demasiado remotas, demasiado pequeñas, o de otra forma difícil para el desarrollo de GNL convencional en tierra.



Los LNG FPSOs muestran otras ventajas inherentes sobre las plantas de licuefacción onshore convencionales que aumentan su perfil. Ante todo, las unidades de floating LNG pueden ser colocadas directamente en un campo offshore, eliminando la necesidad de una larga y costosa tubería submarina hasta la orilla. También reduce bruscamente la inversión en facilities marinas y de carga. Muchas de las cuestiones alrededor de la selección de un sitio terrestre y el *environmental footprint* de una instalación de GNL pueden ser evitadas.

El activo flotante también reduce la seguridad y los riesgos políticos en algunas regiones menos estables donde se encuentra cada vez más gas varado. Finalmente, los *cost savings* pueden estar disponibles durante la fase de construcción. Esto se ha hecho cada vez más importante como los costos de **Engineering, Procurement and Construction (EPC)** que subieron en los últimos años, particularmente en locaciones aisladas donde se requiere una clase de fuerza laboral y una construcción de campamentos acomodados. En contraste, una unidad de producción flotante puede construirse en un astillero controlado

ambientalmente donde la mano de obra experta está fácilmente disponible. Esto permite potencialmente un desarrollo y un programa de tiempo de construcción más corto.

El atractivo de la oportunidad dio un giro a nuevos conceptos de desarrollo. Estas iniciativas continúan bajo el desarrollo de dos caminos distintos; GNL en pequeña escala, ejemplificado por las unidades desarrolladas por **Flex LNG**, y las unidades de gran escala como las que están siendo promovidas por **Shell**.

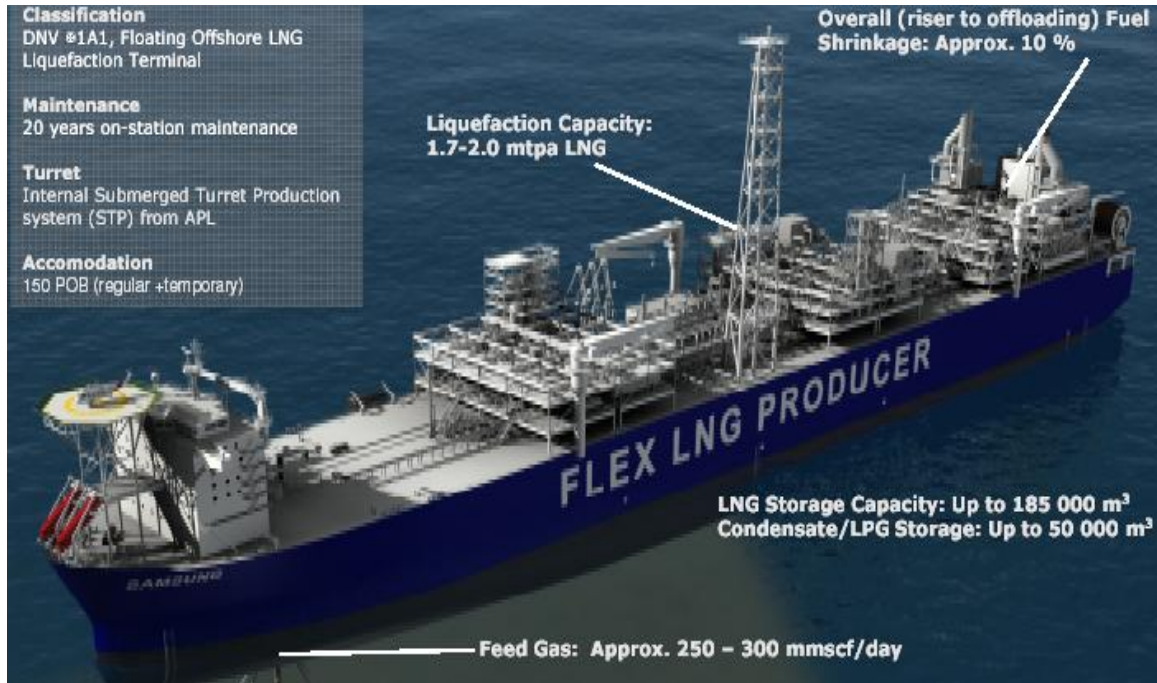


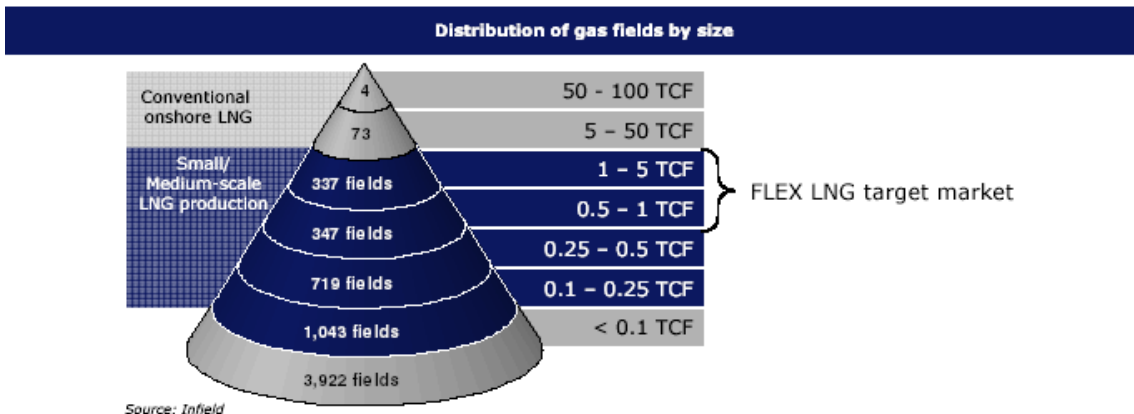
Table 1: Small vs. Large Scale Floating LNG – Key Characteristics

Characteristic	Small-scale Floating LNG	Large-scale Floating LNG
Liquefaction capacity:	less than 3.0 mtpa	3.5 to 6.0 mtpa
Required reserves:	0.5 to 3.0 Tcf	more than 3.0 Tcf
Hull:	Ship-like	Barge-like
Storage capacity:	up to 220,000 m ³	more than 250,000 m ³
Liquefaction processes:	Simpler processes (e.g., Single Mixed Refrigerant processes, dual expander processes)	Baseload-type processes (e.g., Dual MR, Mixed Fluid Cascade)

Small and Medium Fields a Large Potential LNG Source

- Large number of offshore gas fields identified

- Conventional LNG focusing on fields >5 TCF due to size of investments
- Huge potential in fields of 0.5 - 5 TCF, which cannot be developed using conventional LNG due to insufficient size and/or distance to market
- Additional potential from oil fields with associated gas
 - Gas re-injected or flared
 - Gas treated as a cost



Tanto los modelos de desarrollo de LNG FPSO en pequeña y en gran escala son relevantes para el crecimiento futuro del GNL. Los desarrollos de pequeña escala expanden la base de reservas considerando un desarrollo de GNL conveniente de 1-3 trillones cubic foot (Tcf) de reservas de gas varadas que de otra manera serían inadecuadas para apoyar el baseload de un proyecto de GNL tradicional. Estos proyectos también requieren menos patrocinadores que los proyectos de baseload tradicionales, ampliando el rango de developers, conceptos de desarrollo, vendedores de tecnología y recursos de construcción capaces de participar en el desarrollo del GNL.

Los objetivos para los conceptos flotantes de gran escala son algo diferentes. El floating LNG en gran escala es el medio principal para evitar tuberías sumergidas de larga distancia a la orilla, mejorando las perspectivas para los campos donde el desarrollo tradicional de GNL implicaría un gasoducto muy largo y dificultoso. En general, estos desarrollos más caros permanecen en el dominio de los participantes establecidos en compañías petroleras de la industria.

En estos años se ha visto un aumento importante de la actividad de desarrollo seguida de algún *drop-off* con el ambiente económico y las condiciones de financiamiento haciéndose más difíciles. A pesar de estas dificultades, el impulso de los esfuerzos tuvo oportunidades de desarrollo reales. El floating LNG progresa a lo largo de un camino de desarrollo que es típico y apropiado para este tipo de tecnología emergente intensiva en capital. Sin embargo, se ha generado un poco de entusiasmo en el mercado en los últimos años que pudo haber sido prematuro, y debería ser atenuado. Está cada vez más claro que los proyectos de GNL flotante tendrán que ofrecer un “*package completo*” -una combinación de una perspectiva comercial fuerte y clara, ofreciendo toques técnicos y un *core* de los participantes del proyecto en toda la cadena de valor, lo que se entiende como una forma de manejar y mitigar los riesgos en la etapa temprana de desarrollo. La búsqueda de esta combinación ideal sigue sin disminuir.⁹

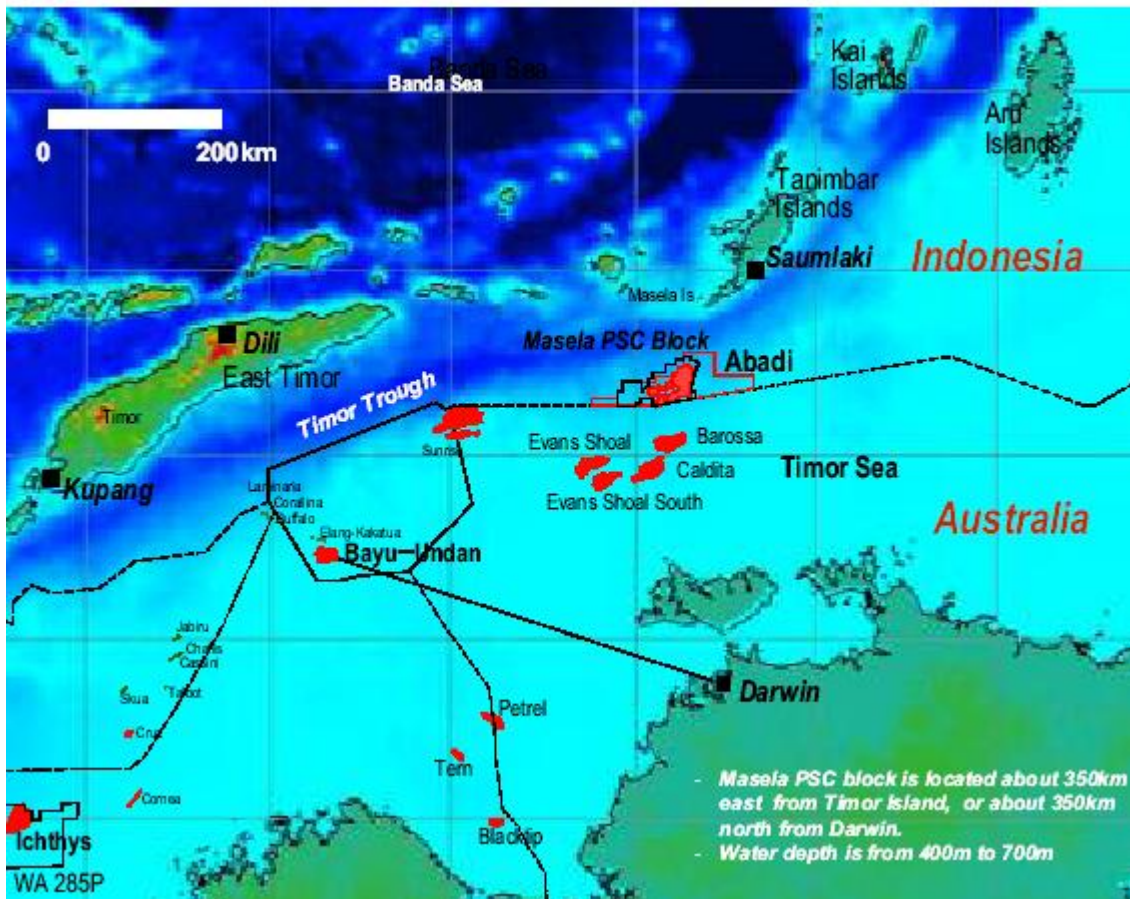
⁹ <http://www.spe.org/spe-site/spe/spe/jpt/2006/04/Synopsis17547.pdf>

Como el desarrollo de la licuefacción flotante avanzó de sus etapas más tempranas, la atención cambió de la arena técnica a los obstáculos económicos y comerciales del concepto. Muchas consideraciones económicas, comerciales, financieras, y aún legales tendrán que ser mejor entendidas y sus riesgos mitigados antes que la producción de GNL offshore pueda hacer extendidamente al gas una solución de monetización. En el máximo nivel fundamental, la economía del floating LNG permanece algo opaca. Mientras esto ocurre desde días iniciales, los costos de desarrollo lanzados por los promotores de LNG FPSO aparecen sumamente competitivos con muchas de las oportunidades de desarrollo baseload.

Las tempranas estimaciones de costos de inversión entre los más pequeños developers de GNL han estado entre 600 dólares y 1.200 dólares por tonelada de capacidad de producción anual (tpa, por sus siglas en inglés), no baratas, pero los proyectos próximos de la industria del GNL son más caros. Los números del costos del GNL de larga escala están menos bien desarrollados en esta etapa, pero se espera, serán de más de 800 dólares por tpa. El reciente *slowdown* económico vio su desarrollo potencial y la caída de los costos de construcción entre un 20 al 30%. Además de que los niveles de costos finales permanecen lejos de ser seguros en todas las escalas. Los márgenes de error sobre las estimaciones tempranas de los fabricantes son muy altos, y una mejor exactitud no estará disponible hasta que los *full designs* estén completados con perspectivas de recursos reales. *"El FLNG surgió cuando el mercado era muy competitivo, pero la situación cambió, por tanto el riesgo potencial de los proyectos es más alto de lo que era"*, dijo Pearson.

Aunque las cotizaciones son sumamente producto de la especulación y varían extensamente. Las estimaciones de costos disminuyeron considerablemente en los últimos meses. Una depresión de la demanda en la industria de energía y en otras partes causado por el costo de las materias primas -notablemente el acero- con una brusca caída, mientras la industria de servicios de energía también se hizo más baratas. La firma japonesa **Inpex** afirmó a principios de 2009 que el costo de su proyectos de FLNG propuesto en el campo de gas **Abadi, Indonesia**, con 10 trillones de cf había caído a alrededor de 10 mil millones de dólares. A mediados de 2008, **BP Migas** informó que el proyecto podría costar 19.6 mil millones de dólares.

Location of the Abadi Gas Field



Sin embargo, los proyectos de GNL onshore también fueron capaces de reducir sus costos por los mismos motivos. La incertidumbre de la tecnología de FLNG, por improbable, podría añadir costos a los proyectos. Esa incertidumbre de precios probablemente disuade a los inversores, cada vez más contrarios al riesgo, muchos de los cuales podrían preferir continuar con la fórmula más familiar de GNL en tierra. Ese sentimiento será reforzado con el aumento del tiempo-escala para los ventures grandes de FLNG, como el proyecto indonesio de Inpex y el Prelude de Shell. Estos no sólo requerirán un mayor desembolso de capital que los pequeños proyectos, sino también serán lentos para desarrollar, probablemente tomen más de cinco años.

La disponibilidad y la fiabilidad también siguen sumamente inciertas. Los efectos combinados del ambiente marítimo del floating LNG, los requerimientos rigurosos de pre-tratamiento de gas y la aplicación de tecnologías nuevas o adaptadas significa que puede tomar un tiempo antes que el proceso funcione y las expectativas de costos operacionales se normalice, y de ahí proyecte *cash flows* confiables, sin concesiones significativa para la incertidumbre.

Las curvas de agotamiento de las reservas llevan al escrutinio más cercano para desarrollos de floating LNG que para proyectos de GNL onshore de larga duración. Pueden requerir inversiones adicionales en perforación y capacidad de compresión para sostener la meseta de producción del campo. De modo similar los procesos de licuación requieren altas presiones de gas, proporcionando una razonada alta exposición adicional de costos en compresión de gas.

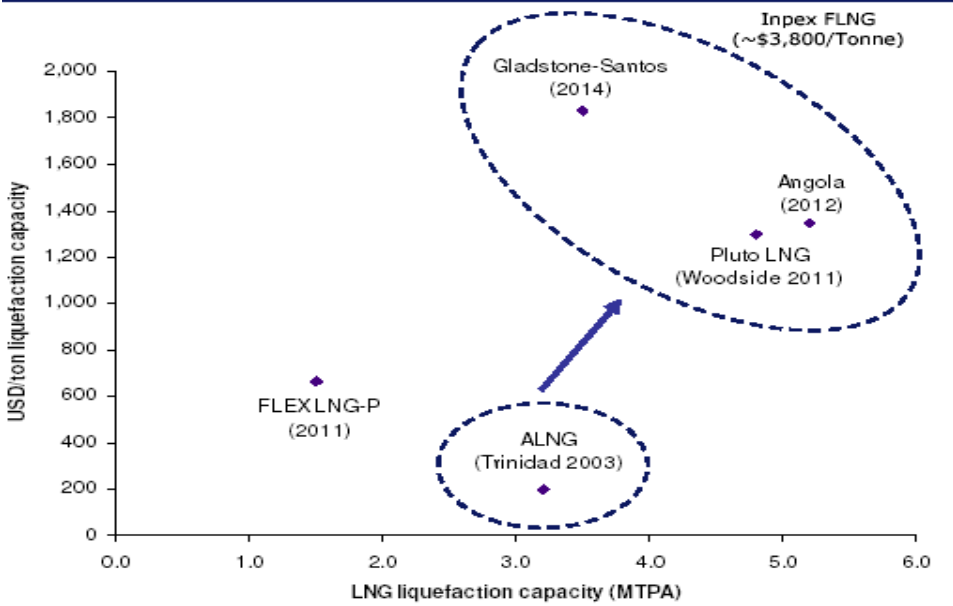
La re-localización de una licuefacción flotante entre diferentes yacimientos también podría ser comercialmente discutible. Ninguno de los dos campos de gas son parecidos, entonces el procesamiento de condensado de una instalación y las secciones de pre-tratamiento de gas pueden necesitar actualizaciones costosas y que llevan mucho tiempo realizarlo convenientemente para una segunda ubicación. La extensión de este trabajo probablemente dependa de algunos factores, como el tiempo de movimiento dentro de la vida económica de la facility y si la monetización del gas es fundamental para la economía total del desarrollo del campo. La relocalización también podría crear una desalineación entre un proveedor upstream y un operador de planta de licuefacción.

Mientras tanto, los compradores potenciales de GNL estarán preocupados por los posibles efectos del mal tiempo, como los tifones, sobre los flujos de producción en el facility de FLNG en aguas expuestas. *"Los compradores pueden ser capaces de quedarse cómodos con esa perspectiva, pero también puede querer negociar descuentos en los precios que pagan por el GNL para tomar en cuenta posibles shut-downs"*, dijo Pearson.

El proyecto de Inpex destaca otro obstáculo al desarrollo de FLNG es la tendencia entre algunos gobiernos en el mundo en desarrollo para favorecer soluciones de licuefacción en tierra para traer empleos y dinero a las pobres comunidades locales. La empresa japonesa comenzó a trabajar el año pasado en un plan para usar FLNG para tratar las reservas de su bloque Masela en Abadi, entre **Indonesia** y **Australia**, alrededor de 800 kilómetros al este de **Timor Occidental**. Sin embargo, la aprobación esperada del gobierno indonesio no era cercana y, en julio, el ministro de energía indonesio **Purnomo Yusgiantoro** dijo que el gobierno favorecía la construcción de una planta en tierra en una de las remotas islas, **Tanimbar**, alrededor de 150 Km al noreste de Masela. Yusgiantoro demandó que el costo de poner una tubería submarina no sería tan grande como se había pensado inicialmente y esta solución podría costar menos de la mitad que la utilización de un navío FLNG.

A pesar de esa aserción, el FLNG permanece como una posibilidad. La firma indonesia Tiara Energy dijo a finales de agosto que le gustaría usar la tecnología FLNG para Abadi en un joint-venture con Flex LNG. Según Tiara, las firmas comprometieron 4.5 mil millones de dólares en el venture con el primer navío a construir para alrededor de 2012. Sin embargo, el futuro del proyecto es contingente en la decisión de Inpex de continuar, y aún debe ser confirmado.

New paradigm for the LNG industry



Los riesgos inherentes a los proyectos como el riesgo de reservorio, riesgo de performance, riesgo de contraparte, riesgo del mercado de GNL, otros riesgos del *downstream* que se relacionan con la regasificación, almacenaje, transporte y marketing del gas natural existen. Los proyectos de FLNG se pueden estructurar por varios caminos con una gama de contratos para permitir a los participantes contemplar los riesgos del proyecto, alinear intereses, y maximizar el valor.

Existen muchos temas comunes entre el FLNG y el FPSO de petróleo. Las similitudes incluyen el diseño del casco, el sistema de amarrado, *tank sloshing*, la transferencia barco-a-barco de los líquidos, y el mantenimiento en condiciones

offshore. La industria del GNL puede profundizar la experiencia de la industria petrolera con los FPSOs con el análisis de las operaciones paralelas en ambientes similares y estructuras legales comparables.

Los proyectos de GNL convencionales tienen una interdependencia esencial entre cada componente de la cadena de valor, desde la producción de gas, su licuefacción y almacenamiento hasta el transporte de GNL, la regasificación, y el almacenaje y marketing de gas. Aunque cada participante pueda tener diferentes objetivos, alineación de actividades operacionales, incentivos financieros y responsabilidades legales que son claves para el éxito del proyecto.

El concepto de "*design one, build many*" es una estrategia para lograr la eficacia en el costo de construcción. En la práctica, la eficiencia de costo requiere un equilibrio con las exigencias técnicas para el uso del campo específico y los costos operacionales.

FLNG: Petrobras utilizará la tecnología para explotar el gas del pre-sal

***Estratégico para Petrobras y para las empresas socias, el proyecto de gas natural licuado embarcado permitirá monetizar las reservas de gas en el Polo Pre-Sal de la Cuenca de Santos, garantizando flexibilidad para atención al mercado interno y la posibilidad de exportación en el mercado de corto plazo (spot) en periodos de la demanda reducida en el segmento termoeléctrico en Brasil.**

Después de varios obstáculos ambientales para la instalación en tierra de una planta de tratamiento de gas proveniente de Tupi, en la Cuenca de Santos, Petrobras decidió a fines de 2009 que las futuras unidades de procesamiento de gas serán basadas en el mar. La planta de **Caraguatatuba** (litoral paulista) presentó dificultades ambientales que hicieron la estatal desistir de unidades de licuefacción onshore.

Petrobras y **BG Group** crearon un *joint-venture* a mediados de noviembre para desarrollar el **FEED (Front End Engineering and Design)** para construir una unidad de licuefacción de gas natural embarcada (GNLE). Instalada próxima a las FPSOs, la planta de GNLE recibirá el gas asociado y realizará el procesamiento y la licuefacción del gas natural, del butano, del propano y del condensado. La capacidad de procesamiento es de hasta 14 millones m³/día de gas asociado. En la unidad de GNLE, también se realizará el almacenamiento y la transferencia de los productos procesados a buques metaneros, que realizarán el transporte hasta el mercado consumidor.

El objetivo de las compañías es tener una estimativa del costo para la implantación de la unidad, con capacidad para licuar hasta 14 millones de metros cúbicos de gas por día, en el campo del pre-sal. Con una mayor viabilidad económica, si hay un costo inferior a la tradicional solución de los gasoductos, será aplicado en el segundo proyecto piloto del pre-sal de la Cuenca de Santos.

Maria das Graças destacó que la unidad podrá ser instalada en los prospectos de **Carioca, Guar, Parati, Tupi, Iara** y **Iracema**, en los bloques BM-S-9, BM-S-10 o BM-S-11. Petrobras tendrá un 51% del joint venture, mientras BG se quedará con el otro 49%. Las inversiones asociadas a los proyectos serán hechos en la proporción de la participación de las empresas en el bloque en lo cual la unidad fuere instalada.

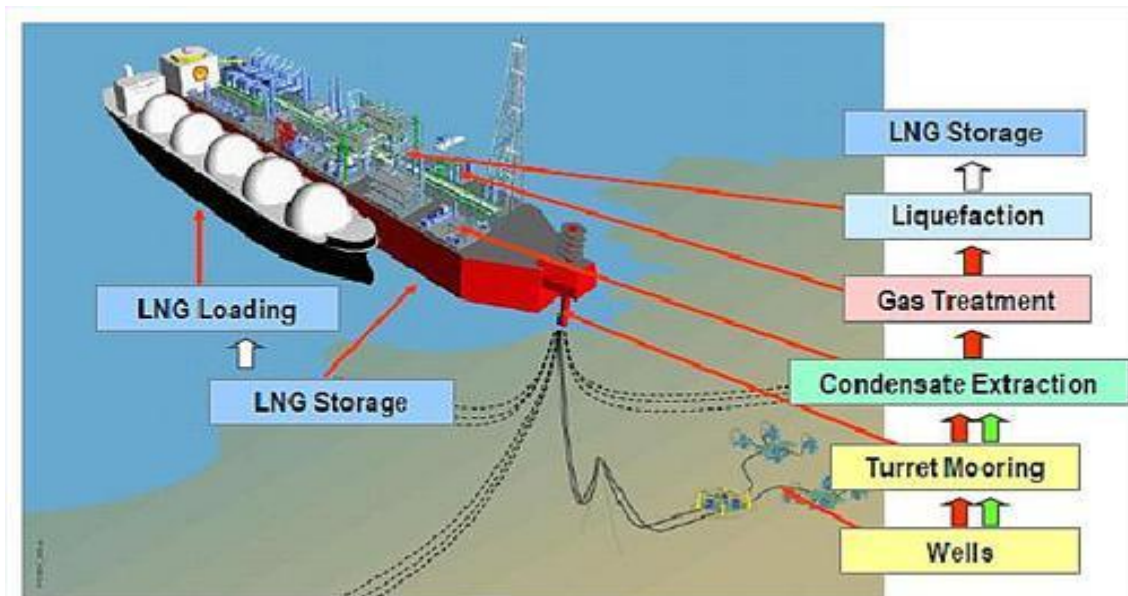
Los proyectos deberán ser entregados en 2011 y las socias en el joint venture analizarán la viabilidad económica comparada a los gasoductos. Si la iniciativa es aprobada, una nueva licitación entre los proyectos será realizada en abril de 2011 y el consorcio vencedor deberá entregar la unidad en julio de 2015, para conecta con el proyecto piloto de producción que será desarrollado por Petrobras.

“No hay decisión (si el proyecto de licuefacción de gas natural será aplicado) porque tenemos que ver como se comportará el proyecto, pero comparto la visión de que es posible”, dijo Maria das Graças, en referencia a otra declaración del director de explotación y producción de Petrobras, **Guilherme Estrella**, de que el proyecto sería implantado para el segundo piloto del pre-sal de la Cuenca de Santos. *“Nos liberamos de ser rehenes de los gasoductos”*, añadió.

SOLUÇÕES ESTRUTURAIS BRASIL

Modelos de Desenvolvimento do Pré-Sal

Tupi, Iara e Júpiter



En el caso del GNL, el producto se entregará en terminales de regasificación, donde se convierte el gas natural del estado líquido al gaseoso y, finalmente, inyectado en la red de gasoductos. En Brasil, las terminales de regasificación de GNL de Petrobras están instaladas en **Pecém**, en el estado de Ceará y en la **Bahía de Guanabara**, en el estado de Rio de Janeiro. Estratégico para la estatal brasileña y para BG, este proyecto permitirá

monetizar las reservas de gas en el pre-sal y asegurar flexibilidad para atender al mercado interno, además de abrir la posibilidad de exportar al mercado de corto plazo (spot) en períodos de demanda reducida en el segmento termoeléctrico en Brasil¹⁰.

El gas podrá ser producido en yacimientos marítimos, transformado en líquido, transportado y convertido nuevamente en gas en barcos, sin pasar por gasoductos. Un productor podrá venderlo virtualmente en cualquier mercado. Y el comprador tendrá acceso a innumerables fuentes de suministro¹¹.

¹⁰ http://www.wgcnews.com/images/234/covers/wgcn_3_081009.pdf

¹¹ Para conocer más el tema: <http://www.anp.gov.br/brasil-rounds/round4/round4/workshop/restrito/portugues/Gas-R4.pdf>

Análisis III: Nueva cadena de valor del floating GNL

La cadena de valor del GNL tradicional contempla la producción, el tratamiento, el transporte y la licuefacción del gas y la transferencia, transporte, almacenamiento y regasificación del GNL. El floating GNL integra parte de la cadena convencional del GNL a bordo de un navío. El navío floating GNL recibe gas a través de un sistema de transferencia, como, por ejemplo, un sistema **STL® (Submerged Turret Loading)**. En el floating GNL, el gas es tratado y sometido a un proceso de licuefacción para producción del GNL. El GNL es almacenado en tanques posicionados en el interior del casco del navío y transferido hacia los navíos aliviadores por sistemas de transferencia criogénicos.

La tecnología de floating GNL está compuesta por los sistemas de tratamiento y licuefacción de gas natural y por los sistemas de almacenamiento y transferencia de GNL, integrados en una unidad flotante. Los ciclos de expansión son los apropiados para componer el proceso de licuefacción de gas. Los tanques **IHI-SPB2** son los más apropiados para componer el sistema de almacenamiento de GNL. Aunque persistan desafíos tecnológicos en el sistema de transferencia criogénico, la tecnología de brazos de cargamento propicia la transferencia del producto en determinadas condiciones ambientales. La aplicación de esta tecnología está indicada para la explotación de campos de gas offshore o para el aprovechamiento de gas asociado, con una tasa de producción variando 1-5 mtpa (millones de toneladas de GNL por año).

Los procesos de refrigeración utilizados en la obtención de GNL pueden ser divididos en tres categorías principales, a saber: Ciclos de Expansión, Refrigerante Mixto y Cascada. Los Ciclos de Expansión incluyen la expansión **Joule-Thomson** y la **Turbo-Expansión**, siendo que esta última contempla los ciclos de turbo-expansión abiertos y cerrados, simples y dobles, con uno o dos fluidos de refrigeración, y aún la opción de pre-refrigeración de propano.

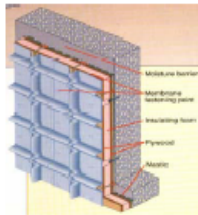
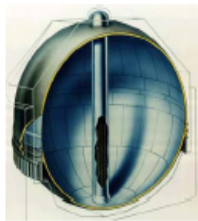
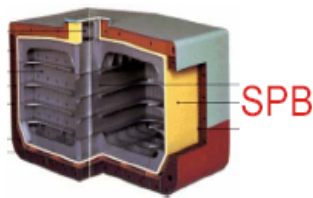
El proceso Refrigerante Mixto contempla los ciclos simples de refrigerante mixto, que pueden ser simple y doble prácticas, con la posibilidad de pre-refrigeración a propano; y los ciclos dobles de refrigerante mixto, que pueden ser el ciclo de fluido mixto en cascada o el proceso de refrigerante mixto pre-resfriado a propano (**C3MR – Propane Pre-Cooled Mixed Refrigerant**). El proceso en Cascada contempla el ciclo clásico de refrigeración por la expansión del metano en cascada, abierto o cerrado; y el ciclo cascada optimizado. Un dibujo esquemático básico del proceso C3MR, donde el gas natural, procedente de la unidad de remoción de gases ácidos y secado, es pre-enfriado hasta aproximadamente -35° C por un ciclo a propano. Después del re-enfriamiento, el gas pasa a través de un circuito de tubos en el trocador de calor criogénico principal, donde es licuado y sub-enfriado hasta -162° C por el refrigerante mixto.

Aunque el proceso C3MR sea el más utilizado en la producción de GNL en las plantas terrestres de alta capacidad (*baseload onshore liquifaction plants*), este proceso no es adecuado para la aplicación marítima debido a serios problemas ambientales y cuestiones de manipulación. C3MR incluye el almacenamiento y uso de fluidos refrigerantes hidrocarburos, lo que aumenta el espacio necesario para la planta de licuefacción y obliga la existencia de logística propia para el mantenimiento de su inventario. Aún, este proceso puede sufrir con el movimiento del navío, que puede afectar los procesos de separación, y por consecuencia la transferencia del calor reduciendo la eficiencia de la planta.

Hay una lista con los nombres patentados de procesos de licuefacción, a saber: (1) Ciclos de Expansión: **Nitrogen Loop, NicheLNG**; (2) Refrigerante Mixto: **APCI C3MR, B&V PRICO SMR, Technip Tealarc; Linde MFCP, Shell DMR y ShellPMR**; (3)

Cascada: **Phillips Cascade** y **Conoco-Phillips Optimizad Cascade**. Estas cumplen con los principales criterios de elección de un proceso de licuefacción en condiciones offshore: seguridad, robustez, simplicidad, compatibilidad, flexibilidad, confianza y operabilidad. En la selección del proceso de licuefacción se debe considerar la relación de compromiso entre eficiencia y simplicidad. Los ciclos de expansión, a pesar de que no fueran tan eficientes en cuanto a los ciclos de refrigeración mixto y cascada, porque presentan baja complejidad, alta flexibilidad en relación a la variación en la composición de la carga, y alta robustez, son considerados los más apropiados para componer el floating GNL.

FLNG – Storage Tanks



SPB

Spherical

Membrane

Key Issues

- Structural integrity
- Tank integration
- Leak prevention
- Inspection and repair
- Sloshing
- Fabrication, assembly methodology and schedule
- Cost of total containment system

El transporte marítimo de GNL es realizado en tanques especiales, capaces de operar a la temperatura de -160°C y presión atmosférica. Los tanques son divididos en las categorías **Tanque Tipo Membrana** y **Tanque Tipo Independiente**.

*La categoría Tanque Tipo Membrana contempla los siguientes tanques: (1) GTT Mark III, con 1,2 mm de espesor de pared en acero inox, y aislamiento térmico de espuma reforzada de poliuretano de 270 mm; (2) GTT No.96, con 0,7 mm de espesor de pared en Invar® (un 36% Ni), y aislamiento térmico a través de la combinación de cajas de madera compensada con perlita.

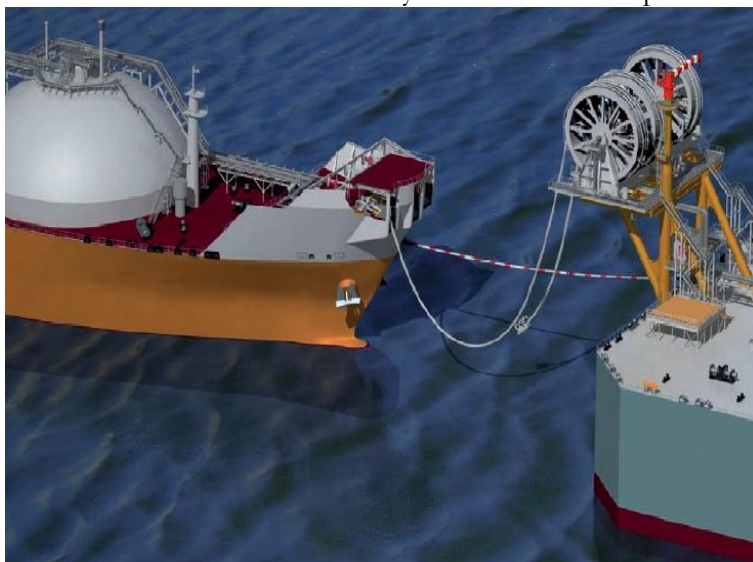
*La categoría Tanque Tipo Independiente contempla los siguientes tanques: (1) tanque esférico MOSS, con 50 mm de pared de pandilla de aluminio (La5083), y aislamiento en espuma reforzada de poliuretano de 250 mm; (2) IHI-SPB, con espesor de pared de 10 a 25 mm formada por la combinación de pandilla de aluminio (La5083), acero inox y acero de alta pandilla, y aislamiento en espuma reforzada de poliuretano de 250 mm.

A diferencia del tanque para transporte convencional de GNL, el proyecto del tanque de almacenamiento de GNL del navío de floating GNL debe tomar en consideración las condiciones de relleno, las cuales intensifican el efecto del choque del producto con las paredes del tanque (*sloshing*). En los últimos años se ha discutido la opción de tanque de transporte de GNL es más apropiada para componer el navío de floating GNL.

Los tanque tipo Membrana poseen restricciones en cuanto al nivel de relleno, pues sus paredes no resisten a los esfuerzos causados por el sloshing de GNL cuando el tanque se encuentra parcialmente lleno. Ya los tanques esféricos MOSS, a pesar de que resistan a los esfuerzos causados por el sloshing en situaciones de relleno parcial del tanque, no proporciona espacio plano en la cubierta de la embarcación para posicionamiento de la planta de producción de GNL. El tanque IHI-SPB es, entonces, el más apropiado para la aplicación en el floating GNL pues combina las ventajas de alta resistencia al impacto y área plana en la cubierta de la embarcación.

La transferencia del producto entre el navío de FGNL y el navío aliviador puede ser

hecho en la configuración lado-a-lado o en la configuración en tandem. La transferencia en la configuración lado-a-lado está indicada para condiciones ambientales caracterizadas por una altura significativa de onda de hasta 2,5 metros. La transferencia en la configuración tandem está indicada en condiciones ambientales caracterizadas por altura significativa de onda de hasta 5,0 metros, o superior, en el caso que el navío sea equipado con un sistema de posicionamiento dinámico.



Los nombres comerciales de los sistemas de transferencia de GNL en la configuración lado-a-lado son: **Big Sweep** (empresa **Bluewater**), **Arm FMC** (empresa **FMC**), **Side by Side** (empresa **Bluewater**¹), **Amplitude LNG** y **SQM** (empresa **SBM**). Los nombres comerciales de los sistemas de transferencia de GNL en la configuración Tandem son: **SYMO** (empresa **SBM**), **Light Reel** (empresa **Eurodim**), **OCL** (empresa **Framo**) y **Boom** (empresa **Eurodim**).

¹ <http://www.bluewater.com/index.asp>



En 2008, **Renaud Le Devehat** presenta el estado del arte de la tecnología de brazos de cargamento marítimo (**MLA- Marine Loading Arms**) destinados a la transferencia de GNL. En su artículo, el autor enfatiza el desarrollo del equipamiento **Chiksan®**, una junta articulada para la transferencia del GNL en movimiento constante, proyectada por **FMC Technologies S.A.** para resistir a los esfuerzos inducidos por las constantes oscilaciones rotacionales ocurridas cuando el brazo de cargamento está conectado al navío aliviado de GNL.

Otro punto relevante es el desarrollo de acopladores brazo de cargamento/ navío aliviador. En el caso de alguna emergencia con el navío durante la transferencia de GNL, como por ejemplo una deriva en exceso, fuego a bordo, o salida accidental del área de operación, el sistema de liberación de emergencia (**ERS- Emergency Release Systems**) permite una rápida desconexión del MLA con pérdida mínima de producto. El desarrollo de ese sistema se inició en 1967, cuando FMC Technologies S.A patentó el primer acoplador equipado con sistema de liberación de emergencia (**PERC –Powered Emergency ReleaseCoupler**). Actualmente, sistemas ERS se hicieron una obligación de acoplamientos electro-hidráulicos de múltiples prácticas, objetivando el aumento de la seguridad de la instalación.

Full Scale Testing of Loading Arm



Dynamic test bench representing the manifold on the LNG Carrier

Motion envelope:
4 m x 5 m

Manifold flange

Shell Global Solutions

FMC Energy Systems

Guillaume Rombaut presentó en 2007² otra iniciativa de desarrollo de sistemas de transferencias de GNL. En el año 2000, fue formado un consorcio entre empresas para el desarrollo del sistema de transferencia criogénica **Amplitud-LNG Loading Systems (ALLS)**. Este sistema se presenta en un periodo de prueba para demostrar su desempeño en la transferencia de GNL en condiciones dinámicas, con altura significativa de onda de hasta 5.5 metros. Esta nueva tecnología fue desarrollada como una solución integrada para la transferencia de GNL en configuraciones navío-tierra y navío-navío, para operaciones en aguas abrigadas o ambientes severos.

² "LNG Trials of a New 16" Flexible Hose Based LNG Transfer System", 2008. Offshore Technology Conference

Bluewater, entre las empresas para desarrollar nuevas tecnologías

Bluewater, de originalmente basado en Holanda, fue uno de los pioneros, desde su fundación en 1978, en producción flotante y en tecnología de amarrado offshore a través de la innovación continua en proyectos de productos. La empresa demarcó el camino tecnológico en la actividad de sistemas de atraque único o Single Point Mooring (SPM). El SPM se transformó rápidamente en el método de carga preferido de petroleros a orilla y viceversa, especialmente cuando se exige una operación rápida.

La tecnología de boya SPM ha demostrado su fiabilidad y eficacia de costo, especialmente en litorales aislados, cuando no hay áreas de puertos naturales o cuando el costo de embarcaderos es excesivo. El concepto SPM de carga y descarga para petroleros no limita el tamaño del buque, permitiendo todo tipo de tanques, incluso los enormes ULCC, o superpetroleros. Adecuado para todo tipo de líquido, incluyendo crudo, combustible, productos refinados, agua potable, gases licuados, lodos, etc. De hecho, con un sistema de boya SPM, las instalaciones de puerto para la carga y descarga de petroleros se extienden a alta mar, aliviando puertos congestionados y evitando las dificultades de modificar muelles y embarcaderos cuando grandes buques de carga sufren de limitación de espacio y profundidad del agua para atracar y maniobrar.

Al mismo tiempo, Bluewater ayudó a introducir el desarrollo de Floating Production, Storage and Offloading (FPSO), sistemas Floating Storage Offloading (FSO) y otras aplicaciones flotantes para offshore³. Los FPSOs de Bluewater son reconocidos y probados en toda la gama de escenarios offshore –en aguas de cualquier profundidad; en los ambientes naturales menos esperados, manejando petróleo bruto leve y pesado y en situaciones extremas de relación gas-petróleo. Bluewater es el único proveedor de sistemas de boya tipo plataforma giratoria y torreón.

Las operaciones de *offloading* de gas natural licuado son críticas para la viabilidad de los sistemas FPSO para campos en ubicaciones expuestas a condiciones ambientales difíciles. La tecnología de *offloading* es clave para la evaluación comercial del gas asociado en estos campos. En la industria petrolera, las operaciones *offloading* tandem son realizadas usando mangueras marítimas flexibles en varias configuraciones de transferencia. Estos sistemas son manejados en estados de mar relativamente severos⁴.

³ <http://www.bluewater.com/downloads/TandemOffloading.pdf>

⁴ “LNG tandem offloading- a key enabling technology to make lng production offshore happen”, SBM Offshore, Fabrice Dumortier, Jean-Pierre Queau, Jean-Robert Fournier, presentados en el ultimo Congreso Mundial de gas



Entre las realizaciones de Bluewater se puede destacar:

*Columnas de uniones giratorias (*swivel snack*) de alta presión, en amplio uso tanto en Bluewater como en FPSOs de terceros.

*Configuración de amarrado en tres sectores para ambientes inhóspitos.

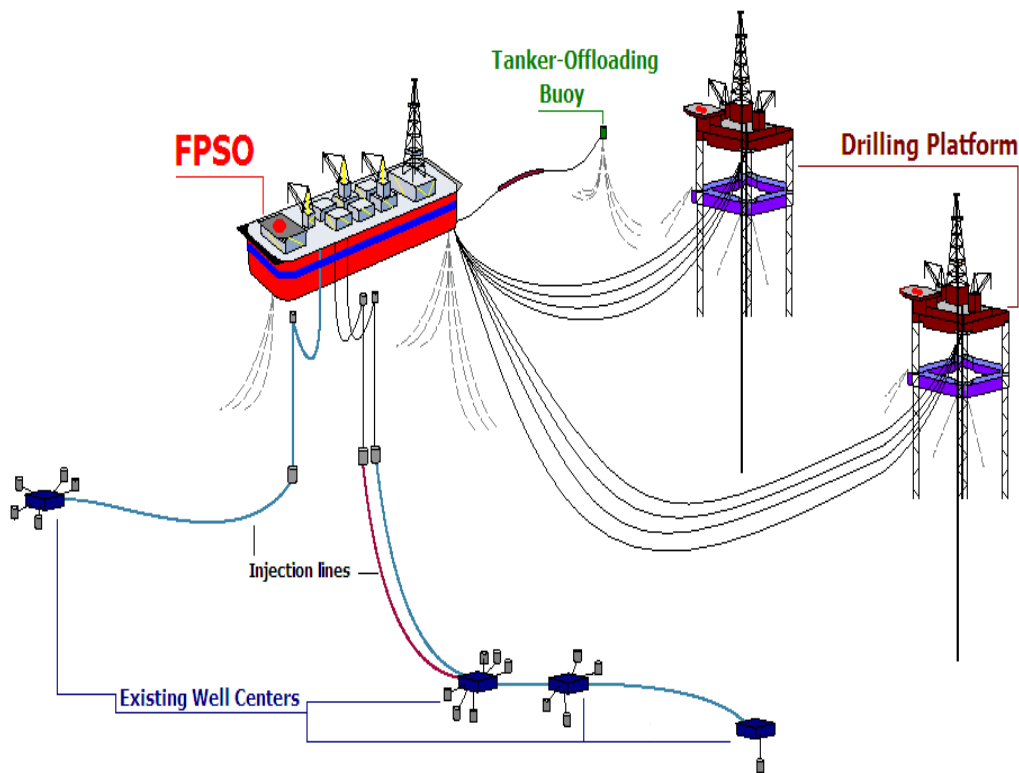
*Sistemas flexibles de amarrado, ampliamente usados para amarrar grandes embarcaciones en aguas rasas.

*Boyas CALM de torre, usadas cada vez más en instalaciones offshore por su intrínseca robustez y facilidad de mantenimiento.

*Interfaz de líneas de flujo exclusiva en acero, para aguas de media profundidad, que posibilita el uso de sistemas CALM comprobados, los cuales reducen los esfuerzos de fatiga de las líneas de flujo para niveles mejores que la media.

*Boyas submarinas para elevadores que permiten que los elevadores de acero sean llevados próximos a la superficie para el acoplamiento a un FPSO o a un semi-sumergible, posibilitando pre-instalación completa en campo, así como la desmovilización del FPSO, si es deseado.

* Barcazas para alivio de esfuerzos, que aumentan la capacidad de descarga con seguridad de las cañerías existentes.



Conclusión



FLNG presenta una oportunidad para desarrollar reservas de gas aisladas. Debido a los desafíos para poner en práctica la nueva tecnologías el primer proyecto de FLNG ocurra probablemente en algún lugar con condiciones favorables de mar y un ambiente político y fiscal estable. El suministro del mercado de GNL combinado con el descenso económico podría reducir la marcha en progreso de los proyectos de FLNG a corto plazo. El desarrollo de algunas cosas de la industria requiere tiempo. La culpa del descenso económico global a la falta de progreso es una respuesta demasiado fácil!!

Los bancos pueden estar menos dispuestos a financiar proyectos más riesgosos y los compradores pueden preferir proyectos más convencionales así como buscar seguridad de suministro. Sin embargo, se espera que numerosos proyectos de FLNG planificados y los costos relacionados aumenten así como la creciente demanda de energía animará a desarrollar reservas de gas más pequeñas en áreas más remotas. A condición de que el desarrollo, la puesta en práctica, la

operación, y los desafíos legales sean manejados satisfactoriamente, el FLNG podría ofrecer una alternativa *fast-track*, flexible y más barata que una terminal convencional de GNL.

Los LNG FPSOs ofrecen argumentos convincentes:

- Una solución de puerto en aguas profundas/offshore es viable;
- El costo es competitivo con una terminal terrestre;
- El tiempo de desarrollo es más corto;
- Monetización de las reservas de gas como desafío comercial;
- Redeployability;
- Independencia estratégica y comercial
- NIMBY (“not in my back yard”) BANANA (“build absolutely nothing anywhere near anyone”)
- La distancia suele ser una buena garantía de seguridad (hacia la población)

...y con las primeras unidades de FLNG desplegadas, la industria verá los siguientes cambios:

- Nuevo suministro de GNL puede ser desarrollado en menos de dos años;
- Los proyectos de suministro de GNL ocurrirán en lugares inimaginables en la actualidad;
- Los proyectos de licuefacción onshore tendrán que innovar y hacerse más rentables para permanecer competitivas;
- Las empresas sin afiliación previa en la industria del GNL pueden transformarse en sustanciales proveedores de GNL;
- Los tradicionales usuarios finales de GNL se integrarán al upstream y tomarán el control de su propio destino de suministro de GNL.

Análisis IV: Expansión de las planta de GNL en pequeña escala. Rentabilidad y mercado

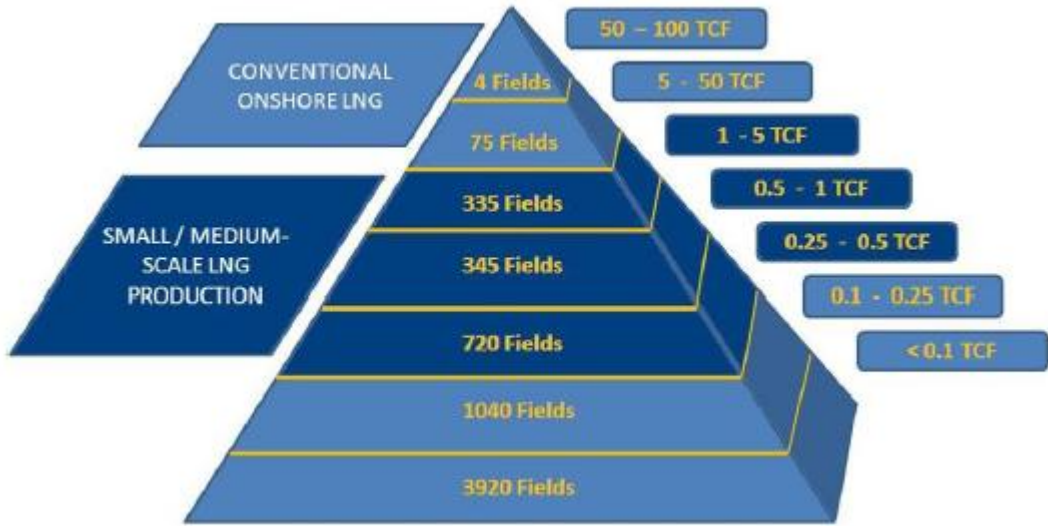


Hay un gran número de depósitos de gas natural en el mundo que no han sido explotados, si para su tamaño pequeño y/o su larga distancia de los puntos de consumo. Aproximadamente 1.400 campos, como se estima, tienen entre 0.25 y 5 Tera pies cúbicos (Tcf) de gas natural, una cantidad que no permite su explotación con un acercamiento standard convencional. Normalmente estas reservas no son contemplados para el desarrollo de exportación de gas natural licuado (GNL) convencional y sólo en ciertas ocasiones los proyectos de GNL de pequeña/media son considerados.

Los proyectos de GNL en pequeña escala permitirán al gas alcanzar los mercados *stranded*, ayudando a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, escribió **Hakan Werner**, vicepresidente de desarrollo de GNL de **IM Skaugen**. El concepto de gas natural licuado (GNL) en pequeña escala es una solución efectiva para entregar gas natural a los mercados no conectados a redes de tuberías.

Como el concepto hace posible distribuir la carga de GNL en parcelas de tamaño pequeño y mediano, esto abrirá nuevos mercados para el combustible fósil más *environmentally friendly*, como combustible marítimo y vehículos pesados, contribuyendo de forma significativa a la reducción de las emisiones dañosas. El GNL en pequeña escala aumenta el mercado de gas distribuyendo el GNL de una planta de licuefacción, terminal de importación o directamente de un barco que usa una combinación de transporte de mar y terrestre directo a los usuarios finales.

El concepto comparte la mayor parte de su tecnología con la industria del GNL tradicional, pero los *approaches* al marketing difieren. El comercio de GNL en gran escala concierne al transporte marítimo intercontinental de unos millones de toneladas de GNL de la planta de exportación a una terminal de importación y alimenta con el producto regasificado a una red de gasoductos. El GNL en pequeña escala es un negocio más regional: miles de toneladas del productos, más que millones, son transportado por año de la facility de producción directamente a los usuarios finales, usando varias formas de transporte: de barcos a *semi-trailers* y containeres ISO. El objetivo es hacer que el GNL, y posteriormente el gas natural, sea fácilmente accesible y pueda usarse como cualquier otro combustible líquido.



Large Scale LNG

- Intercontinental
- Millions of tons
- LNG plant to import terminal
- Feeding into pipe grid



Small Scale LNG

- Regional supply
- Hundred thousands of tons
- Directly to end-users
- Fuel to an end-user



La utilización de más pequeños barcos, los carriers **Multigas** de **IM Skaugen** tiene 10.000-12.000 metros cúbicos (cm) comparado con los 266.000 cm en el caso de los buques metaneros de GNL de largas distancias, suministrando a mercados con menos demanda, las terminales de recepción son también pequeñas.

Un terminal con 20.000-30.000 metros cúbicos de capacidad de almacenaje sería más que suficiente para asegurar la logística eficiente del transporte. Comparado con la capacidad de las terminales de importación existentes -entre 100.000 cm y 2.6 millones cm - no sólo va a requerir mucho menos capital, sino también será más rápido de construir, y probablemente sea más fácil asegurarse la construcción local y los permisos ambientales.

El mercado de usuarios finales para el GNL en pequeña escala podría ser descrito para clientes que están demasiado lejos de un sistema de gasoductos, demasiados pequeños para merecer la extensión de una tubería. Los gasoductos normalmente alcanzan las áreas más industriales, pero hay numerosas excepciones, como Escandinavia -donde ni la topografía, ni la demografía hacen a la inversión de tuberías una prioridad- o las islas en el Caribe, Mediterráneo y el Sudeste Asiático que nunca serán conectados a una red y donde la demanda no justifica el costo de una terminal de regasificación tradicional.



Una solución de suministro viable de gas permitiría a las centrales eléctricas en estos mercados varados cambiar la forma de generación de energía con fuel-oil, a uno inicialmente más barato. Las ventajas ambientales también tienen su espacio aquí, en el mercado de bunkers marítimos. Ante una legislación que contempla la industria de esta forma de transporte de una forma más apretada, la reducción de las emisiones de dióxido de azufre (SOX) y óxido de

nitrógeno (NOX) y, que tarde o temprano, aplicará también al dióxido de carbono (CO2) y a las partículas finas. Usado como combustible marítimo, el gas puede reducir las emisiones de SOX a cero, NOX en un 80-90% y el CO2 en 20-25%. El GNL en pequeña escala ofrecería la opción de distribución ideal de combustible de bunker. El mercado es embrionario, principalmente desarrollado en Noruega, pero con **Marpol VI** (la convención

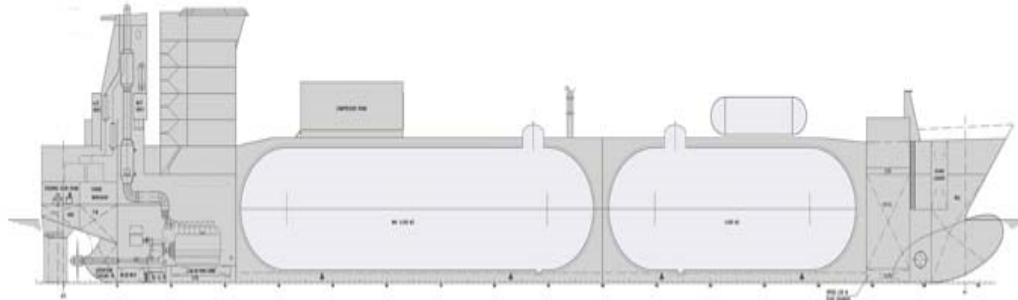
de contaminación marítima) entrando en efecto este año, un número creciente de ferries, navíos de suministro offshore y buques destinados a las áreas del control de emisiones están siendo diseñados con motores de gas o combustibles duales. La comparación del GNL en pequeña escala es relevante con los combustibles líquidos como el fuel oil, la nafta, el diesel y el gas licuado de petróleo. Comparado con los combustibles líquidos premium, el beneficio económico potencial del GNL en pequeña escala es significativo. Así como menores emisiones, el aumento del uso de gas debería resultar en mejorar en la generación de eficiencia y, en muchos países, menores impuestos⁵.

La cadena de suministro para el concepto de GNL en pequeña escala se diferencia poco de aquellos combustibles con los que compete. Desde la fuente, el GNL es transportado a pequeñas terminales satélite, preferentemente con un cliente capaz de aprovechar el gas de la terminal. Del terminal, el GNL es transportado por el camino en *semi-trailers standard* a los puntos de almacenamiento de consumo local, donde es regasificado y llevado por tubería al punto de uso. Además, como la transferencia *ship-to-ship* de GNL se hace más común y requiere desarrollo de equipo y de tecnología, las transferencias de barcos más grandes a pequeños navíos se harán comunes.

El valor puede ser alcanzado de otras formas. Por ejemplo, los carriers de IM Skaugen, que son programados para comenzar a funcionar en breve, fueron diseñados para transportar productos petroleros y químicos como el etileno, propileno y gas licuado de petróleo, así como GNL. Además, los tanques tipo-C de acero inoxidable y una unidad de re-licuación on-board, los navíos pueden funcionar en modo atmosférico o dependiendo del diseño del terminal de recepción de GNL y de la cantidad de gas requerido, los carriers de gas presurizado. La unidad de re-licuación, basada en un diseño patentado desarrollado por un grupo de investigación noruego **Sintef**. Los barcos también tendrán una unidad de combustión de gas, que actúa tanto como control de presión de último recurso así como método seguro. Dos versiones de carrier Multigas están en construcción.

⁵ <http://www.tge-gas.com/SiteCollectionDocuments/Small%20scale%20LNG%20imports%20-%20Gastech2009.pdf>

Small Scale LNG - Multigas Carriers



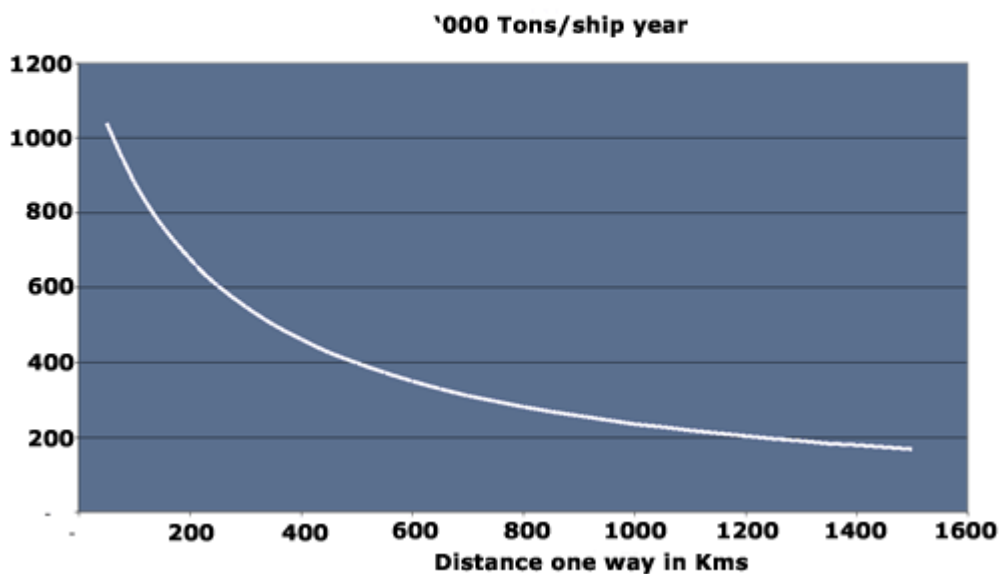
[Multigas Carriers](#) |
 [Key Data](#) |
 [Environmentally Proactive Design](#) |
 [Mini-LNG re-liquefaction plant for LNG](#) |
 [Transport Capacity](#)

An innovative design with IMS own conceptual technology

- A semi refrigerated ship with low temperature cargo handling and containment system - 163°C. All cargo tanks in stainless steel.
- A semi refrigerated ship capable of carrying almost all gasses incl of LNG at - 163°C and ethylene at - 104°C
- A unique new design of a refrigeration- and re-liquefaction plant for methane boil-off - Mini LNG Plant.
- Dual upper and lower cargo manifolds for access to terminals of various sizes and ship to ship transfers

Transport Capacity

Multigas 10,000 cbm (4,500 ton)



Construcción de la cadena de suministro

Las recompensas para los primeros *movers* en el GNL a pequeña escala son significativas. Los principales problemas en el desarrollo del sector están enfrente de la cadena de suministro. El transporte de GNL es la parte fácil, pero convencer a los clientes del cambio, no sólo al nuevo combustible, sino también a un nuevo proveedor que usa un concepto de cadena suministro nuevo requiere algún trabajo. Y pocos clientes se comprometerán a comprar a no ser que el proveedor se hay propuesto hacerlo y haya comenzado a construir la cadena de suministro, haciendo dificultosa la financiación.

La construcción de infraestructura de GNL en área sin historia de uso de instalaciones de GNL requiere una cooperación cercana con las autoridades relevantes. A menudo un marco legal o normas no existen y deben ser definidos, o donde un marco legal realmente existe, esto tiende a relacionarse con el GNL en gran escala y no es fácilmente aplicable al concepto en pequeña escala. Otro obstáculo significativo en el *supply chain* es el suministro de GNL. Tomar el GNL en un terminal de importación o una planta grande de exportación puede ser un *standpoint* técnico, pero este no es necesariamente el caso: la infraestructura y los equipos como las defensas, las disposiciones de amarrado, los *gangways* y la capacidad de bombeo se diferencial del GNL en gran escala y deben ser diseñados para satisfacer usos más pequeños.

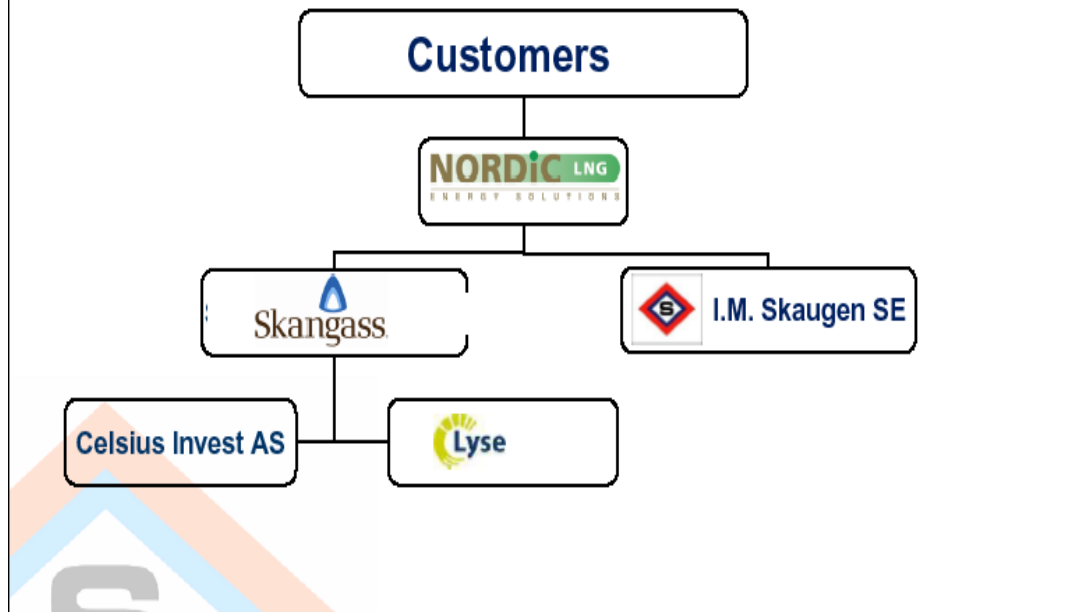
Noruega es el país *first-mover* en el negocio de GNL en pequeña escala. El mercado del sector en ese país asciende a aproximadamente 120.000 toneladas por año (t/y). Pero cuando la planta de licuefacción de gas **Nordic LNG**, con una capacidad de 300.000 t/y entre en funcionamiento en este año una gran parte de los mercados escandinavos y del noroeste europeos puede ser suministrados. El mercado potencial, incluyendo a los usuario industriales y los bunkers marítimos, es superior a 3m t/y. Nordic LNG -una sociedad entre **Lyse**, una utility noruega, y IM Skaugen- es el segundo operar para construir una cadena de suministro de GNL totalmente integrada en Noruega⁶.



⁶ Pr-inside.com, “*IMSK - I.M. SKAUGEN NAMES FIRST VESSEL IN INNOVATIVE MULTIGAS SERIES*”, (16/11/2009)



Business Model – sharing the value added



Small-scale LNG:

- *Aumentos de mercado para el gas
- *Clientes *stranded* que nunca podrían acceder al gas por tuberías
- *Clientes *stranded* que necesitan GNL, como el mercado marino y HGV.
- *Rápida movilización.
- *Terminales más pequeños para poner en práctica con más celeridad.
- *Barcos disponibles desde 2009.
- *Eficiencia en costo y capital.
- *Costos menores de infraestructura debido a su tamaño y simplicidad
- *La infraestructura puede ser ajustada en línea con la demanda

Bibliografía complementaria

<http://www.ecsa.be/lng/Annex%205%20-%20Presentation%20Marintek%20LNG.24.11.09.pdf>

<http://www.igu.org/html/wgc2009/papers/docs/wgcFinal00601.pdf>

http://www.nhstevents.com/multimedia/archive/00108/Hakan_Werner_handou_108178a.pdf

<http://www.energyconsulting.no/subpages/Pdf/Konferanser/CR06-133%20-LNG-Chain.pdf>

<http://www.eu-magalog.eu/uploads/media/Presentation-IBC-080424.pdf>

http://www.methanetomarkets.org/m2m2009/documents/events_oilgas_20081203_oilgas-4Dec08_emmitt.pdf

[http://www.lngpedia.com/wp-content/uploads/lng_small_mid_scale/Small-scale%20LNG%20Plant%20Technologies%20-%20Christian%20DT%20Begazo%20\(Univ%20Sao%20Paulo\).pdf](http://www.lngpedia.com/wp-content/uploads/lng_small_mid_scale/Small-scale%20LNG%20Plant%20Technologies%20-%20Christian%20DT%20Begazo%20(Univ%20Sao%20Paulo).pdf)

http://www.flexlng.com/publish_files/FLEX_LNG_Presentation_FLNG_Conference_London_28_October_2009.pdf

http://cikmedia.serialive.com/files/final_5fq3_5fpresentation.pdf

http://www.mossw.com/mossmaritime/images/promo%20FSRU_Moss.pdf

http://www.federasul.com.br/arquivos/TM_22-04-09.pdf





EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.

Si desea mayor información escribir a hernan.pacheco@enerdossier.com