



¿ES EL GAS NATURAL UN AMIGO CLIMÁTICO?

Análisis de las emisiones asociadas a la cadena de suministro de gas en la Unión Europea y Barcelona

¿Es el gas natural un amigo climático?

Análisis de las emisiones asociadas a la cadena de suministro de gas a la Unión Europea y Barcelona.

Publicado por:

Observatori del Deute en la Globalització (ODG)

Autores: Josep Nualart i Alfons Pérez

Diseño: Lucía Armiño

Lugar y fecha de publicación: Barcelona, diciembre 2017

Contacto: observatori@odg.cat

Foto de portada: Martin St-Amant

Con el apoyo de:



Esta publicación ha sido producida con la asistencia económica de la Unión Europea. El contenido de esta publicación es de única responsabilidad del Observatori del Deute en la Globalització y bajo ninguna circunstancia puede ser vista como reflejo de la posición de la Unión Europea.

Índice

1. Introducción	1
2. Metodología	2
3. Características generales del gas natural	3
3.1. Propiedades biofísicas	3
3.2. Potencial de Cambio Climático (PCC).....	4
3.3. La disputa entre el gas y el carbón.....	5
4. Factores de emisión a lo largo de la cadena de suministro del gas	6
4.1. Definición y clasificación de las etapas y operaciones	6
4.2. Limitaciones y condicionantes del contexto actual.....	8
5. Propiedades del GNL.....	11
6. Características y clasificación de los buques metaneros.....	13
7. Descripción del mercado europeo de GNL y las emisiones asociadas.....	15
7.1. Caracterización	15
7.2. Resultados.....	15
8. La importancia del Puerto de Barcelona en la mercado europeo del gas...19	
8.1. Caracterización.....	19
8.2. Resultados	21
9. El auge de los EE.UU. en el mercado mundial del GNL	25
9.1. Caracterización.....	25
9.2. Resultados	26
10. Conclusiones	27
11. Referencias.....	29

1. Introducción:

1. Qué es el gas natural

El presente estudio tiene como objetivo general evaluar el impacto climático de la cadena de suministro del gas natural y, en particular, la contribución de los tránsitos de los barcos de gas natural licuado (GNL) que llegan a la Unión Europea y Barcelona.

Durante los últimos años, diferentes organismos internacionales, entre los que podemos contar la Comisión Europea, han reforzado e impulsado el papel del gas natural como combustible de transición por sus bajas emisiones en la combustión. Sin embargo, esta apuesta por el gas natural no ha venido acompañada por una evaluación rigurosa e independiente de los impactos que supone para el clima.

Si tenemos en cuenta que el gas natural está conformado básicamente por metano, y su contribución al calentamiento global es 86 veces más potente que el CO₂, entenderemos enseguida que hay que tomarse muy en serio las pérdidas que se producen desde la extracción hasta el consumo. Reconocidos científicos como Robert Howarth, de la Universidad de Cornell, aseguran que en muchos casos las emisiones asociadas al gas natural son más altas que las del carbón.

En el caso del GNL, el gas llega a los puertos transportado en buques en estado líquido, tras una compleja operación de licuefacción en el puerto de salida. Esto permite reducir su volumen 600 veces y hacer que los tránsitos sean más rentables económicamente. Las ciudades europeas que tienen las instalaciones necesarias para recibir el gas natural por barco son: Brujas (Bélgica), Barcelona, Bilbao, Cartagena, Ferrol, Huelva y Sagunto (España), Dunquerque, Martigues y Nantes (Francia), Mégara (Grecia), Livorno, La Spezia y Venecia (Italia), Gargždai (Lituania), Rotterdam (Holanda), Szczecin (Polonia), Setúbal (Portugal), Haverfordwest y Londres (Reino Unido) y Aliaga y Çorlu (Turquía).

El Puerto de Barcelona cuenta con una de las plantas regasificadoras más importantes de España y de la Unión Europea con un 24,67% y 8,18% de la capacidad total, respectivamente. Durante el año 2016 recibió 44 tránsitos provenientes de Nigeria, Argelia, Qatar, Noruega y Perú.

Por la dimensión climática, además de los exportadores tradicionales, es muy importante analizar qué puede suponer la entrada de los EE.UU. en el mercado de las exportaciones. La extracción de gas no convencional a través de la técnica del fracking aumenta vertiginosamente las emisiones de metano a la atmósfera. De ahí que el estudio acaba cuantificando las emisiones de la cadena de suministro de gas desde los EE.UU. hasta Europa.

2. Metodología

En la actualidad existe una falta de consenso sobre cuál es la metodología que se debe utilizar para determinar la cantidad de fugas de metano que se producen en cada una de las operaciones y etapas de la cadena de suministro del gas natural y las fuentes que las producen.

Por este motivo, en este estudio se han evaluado 11 documentos científicos que determinan cuáles son los factores de emisión para las diferentes etapas y operaciones de la cadena de suministro del gas natural. Además, se han considerado otros cinco que determinan el porcentaje de fugas a partir del cual el gas natural deja de tener un beneficio climático respecto del carbón.

Para los tránsitos de los buques que han transportado GNL a la Unión Europea durante el año 2016, se ha utilizado la base de datos facilitada por *ICIS LNG Edge*¹. Para determinar cuáles son las características de los buques metaneros se ha utilizado la base de datos del *Global LNG Info*² y se ha utilizado el programa *BP Port to Port*³ para estimar cuál es el tiempo óptimo de cada uno de los tránsitos.

En este estudio se han cuantificado las emisiones producidas en tres niveles diferentes: las importaciones de la Unión Europea y Barcelona, y el suministro de los EE.UU. Las emisiones que se producen en el tránsito han sido calculadas considerando la diferencia de volumen de GNL entre el puerto de salida y el de llegada y el factor de emisión correspondiente a quemar GNL. Además, también se han considerado las fugas de metano producidas en las etapas y operaciones de la cadena de suministro previas a la licuefacción del gas natural.

Se puede obtener información más detallada sobre la metodología en el trabajo académico accesible en el siguiente enlace.

<http://upcommons.upc.edu/handle/2117/110933>

1 ICIS LNG Edge: www.icis.com/press-releases/ing-edge-launch/

2 Global LNG Info: www.globallnginfo.com/GLNG_Database.aspx

3 BP Port to Port: http://softadvice.informer.com/Bp_Distance_Port_To_Port.html

3. Características generales del gas natural

3.1. Propiedades biofísicas

El gas natural es el único combustible fósil que se encuentra en estado gaseoso en la naturaleza y se extrae de los reservorios que lo contienen o como subproducto de la extracción de petróleo. Está conformado en mayor parte por metano, entre un 87% y un 97%, y por otros hidrocarburos como el etano, propano o butano y elementos como el nitrógeno y el dióxido de carbono (Pérez 2017).

El tiempo de vida del metano en la atmósfera es de tan sólo 12 años, mientras que la del CO₂ es de más de 100 años (Howarth 2014). Por lo tanto, es complicado comparar los dos principales contribuyentes al cambio climático en una misma escala de tiempo.

El gas natural es incoloro y, al contrario de lo que piensa la mayoría de la población, es inodoro, aunque se le adhiere una sustancia odorante que facilita la detección de fugas. El gas natural no es tóxico, aunque puede desplazar el oxígeno y matar por asfixia (Pérez 2017).

Podemos encontrar diferentes tipos de gas natural según su localización y técnica de extracción. Aunque no existe un criterio normalizado a nivel internacional sobre qué tipos de gas natural son convencionales y cuáles no (Cremonese & Gusev 2016), de manera general, llamamos gas convencional al gas natural que se encuentra en los reservorios que son más accesibles y que la técnica requerida para poder extraerlo es la que se ha utilizado desde los inicios de su explotación. El gas no convencional, en cambio, es el que se encuentra en condiciones más desfavorables para su extracción y se requieren técnicas más sofisticadas y agresivas, como es el caso de la fractura hidráulica o *fracking*.

Qué tiene de natural el “gas natural”

Llamar “natural” un gas que es principalmente metano puede llevar a equivoco. Seguramente, la asignación de este nombre le viene de su extracción de la naturaleza, a diferencia del gas que se fabricaba del carbón o el petróleo, el llamado gas ciudad. Ahora bien, la industria gasística ha sabido utilizar este “natural” para vincularlo con un futuro verde y bajo en emisiones. De ahí que numerosas voces críticas prefieren llamarlo “gas fósil” porque describe mejor a qué tipo de combustibles pertenece y los impactos climáticos que se derivan (Pérez 2017). En este informe, a partir de ahora se le llamará simplemente “gas”.

3.2. Potencial de Cambio Climático (PCC)

El PCC se basa en el impacto radiativo y el tiempo de permanencia del gas en la atmósfera, donde se incluyen los efectos de la radiación directa del propio gas, cuando es emitido, y los efectos radiativos indirectos al entrar en contacto con otros componentes atmosféricos. El actual concepto de PCC definido por el *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) es muy limitado porque no considera los efectos radiativos indirectos, no obstante es importante tomarlos en consideración, ya que cuando estos reaccionan con otros componentes atmosféricos, como el caso de los aerosoles, su efecto invernadero se ve potenciado (Shindell et al. 2009).

Las escalas de tiempo son uno de los aspectos más importantes a tener en cuenta a la hora de cuantificar el PCC. Las escalas de tiempo que valoran los informes del IPCC son de 10, 20, 100 y 500 años, aunque la más utilizada en la esfera política es la de 100 años, ya que los tratados internacionales han establecido que se utilice éste como valor estándar para facilitar la toma de decisiones (Howarth et al. 2012). Cuando se habla de escalas de tiempo más cortas, 10 o 20 años, es más complicado estimar el PCC porque depende del momento en que se han producido las emisiones (Shindell et al. 2009).

Pese a lo que se ha decidido en los tratados internacionales, el 5º informe del IPCC⁴ especifica que “no hay ningún argumento científico para elegir la escala de tiempo de 100 años para comparar los diferentes gases de efecto invernadero (GEI) “y que” la selección de la escala de tiempo depende del peso relativo asignado a los efectos y la evaluación que se quiera hacer de éstos”. La discusión existente sobre la escala de tiempo que hay que elegir, también se produce porque hay una parte de los agentes involucrados partidarios en enfatizar los efectos climáticos que puede tener a corto plazo, 20 años, y que puede ser el más apropiado debido a la vida en la atmósfera del metano, y los que creen que es más importante evaluar las dinámicas climáticas que se pueden producir a largo plazo, cientos de años, donde el CO₂ será el principal contribuidor (Sanchez & Mays 2015).

Teniendo en cuenta la vida en la atmósfera del metano, se cree que la escala de tiempo más idónea para evaluar su contribución en el calentamiento global es la de 20 años. Los 4º⁵ y 5º informe del IPCC han cuantificado el PCC del metano para esta escala de tiempo en 72 y 86 respectivamente, mientras que el valor determinado por el estudio realizado por Shindell et al. (2009) es de 79 cuando se consideran los efectos radiativos directos y 105 cuando se consideran los directos y los indirectos.

4
5

IPCC (2013): www.climatechange2013.org/images/report/WG1AR5_ALL_FINAL.pdf
IPCC (2007): www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg1/ar4_wg1_full_report.pdf

3.3. La disputa entre el gas y el carbón

El gas se está promoviendo como el combustible de apoyo a las renovables y el sustituto del carbón, ya que en la combustión, cuenta con los factores de emisión de CO₂ más bajo de los combustibles fósiles existentes (ver tabla 1).

Combustible	CO ₂ /MMBtu (Millones de Btu)	% respecto gas
Gas	117	
Propano	139	119%
Gasolina	157,2	134%
Diesel y gasoil de calefacción	161,3	138%
Carbón (subbituminoso)	214,3	183%
Carbón (bituminoso)	205,7	176%
Carbón (lignito)	215,4	184%
Carbón (antracita)	228,6	195%

Tabla 1:
Factores de emisión de diferentes combustibles fósiles y derivados cuando son quemados y qué porcentaje representan estas emisiones respecto las producidas por el gas. (Fuente: (Pérez 2017))

Sin embargo, estudios realizados por el *Environmental Defense Fund* (EDF) muestran que si la suma de fugas de metano producidas en las distintas operaciones de la cadena de suministro del gas son superiores al 2,7% del total de gas que se utiliza para la generación de electricidad, no existe ningún beneficio climático por parte de éste respecto el carbón (Cremonese & Gusev 2016).

El estudio realizado por Alvarez et al. (2012) establece que este valor es 3,2%. Los valores estimados por Howarth (2014) y Sanchez & Mays (2015) son 2,8% y 3,7-3,9%, respectivamente. En el caso de la *International Energy Agency* (IEA), una de las instituciones de referencia en el ámbito de la energía, en su informe *World Energy Outlook* (WEO) de 2017⁶ ha establecido este valor en 3%. Todos los estudios e informes consideran las fugas desde la extracción del gas hasta su combustión para la generación de electricidad y utilizan la escala de tiempo de 20 años.

Estudio	% de emisiones
Alvarez et al. 2012	3,2%
Howarth 2014	2,8%
Sánchez & Mays 2015	3,7%–3,9%
Cremonese & Gusev 2016	2,7%
IEA 2017	3%

Tabla 2:
Porcentaje de emisiones a partir del cual el gas deja de tener un beneficio climático respecto al carbón, considerando que éste se utiliza para la generación de electricidad.

6 World Energy Outlook 2017: www.iea.org/bookshop/750-World_Energy_Outlook_2017

4. Factores de emisión a lo largo de la cadena de suministro del gas

4.1. Definición y clasificación de las etapas y operaciones

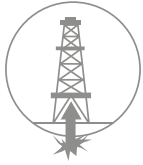
Uno de los objetivos de este informe es determinar el impacto climático del gas, debido a las fugas que se producen a lo largo de su cadena de suministro. Por este motivo, se han evaluado 11 estudios científicos que determinan cuáles son los factores de emisión correspondientes a cada una de las etapas y operaciones de esta cadena de suministro.

La cadena de suministro del gas cuenta con tres etapas: *upstream*, *midstream* y *downstream*, y cada una de éstas cuenta con diferentes operaciones. En este informe se ha añadido el abandono del pozo como etapa a tener en cuenta, ya que se siguen produciendo fugas de gas una vez el pozo ha sido abandonado.

Hay que remarcar que no hay establecido ningún criterio que identifique a qué etapa corresponde cada operación, por lo tanto, no hay uniformidad en las operaciones consideradas en los estudios evaluados. Además, muchos de los estudios definen la producción de gas como una operación independiente a la extracción, y posterior a ésta. En este informe, no se ha tenido en cuenta la operación de producción y se ha unificado con la de extracción, ya que se ha supuesto que el gas es un recurso natural y no un producto, ya que las actividades que se deben realizar para adecuarlo a su transporte y consumo son mínimas.

La estimación de los factores de emisión en las diferentes operaciones de la cadena de suministro del gas, se pueden llevar a cabo mediante dos metodologías diferentes, *bottom-up* o *top-down*. La metodología *bottom-up* considera las emisiones generadas por dispositivo o elemento de las instalaciones y se multiplica por la cantidad de los mismos que se encuentran en la escala estudiada, mientras que los estudios que utilizan la metodología *top-down* aproximan la cantidad de emisiones de metano atribuidas a la industria del gas a través de la concentración de metano que se encuentra en la atmósfera, midiendo mediante satélites, aviones, torres o vehículos terrestres. Los inventarios de las agencias, como es el caso de la *U.S Environmental Protection Agency (EPA)*, o de la industria del gas, suelen ser calculados a través de la metodología *bottom-up*, mientras que los estudios de campo se hacen con metodología *top-down*.

Upstream



Perforación del pozo

Actividades de perforación y canalización para poder acceder al reservorio

Flowback

Operación exclusiva para la construcción del pozo de gas no convencional correspondiente al agua que es retornada después de realizar fracking

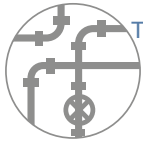
Extracción

Explotación del reservorio i obtención del gas

Descarga de líquidos

Separación del gas de los líquidos con los que se encuentra mezclado, como es el caso del agua

Midstream



Transporte por gasoducto

Inyección del gas extraído hasta a la planta de procesamiento del propio yacimiento o recinto de explotación

Downstream



Procesamiento del gas

Operación necesaria para eliminar impurezas que puedan comportar problemas de corrosión en el gasoducto e inyección en el gasoducto de transmisión del gas

Transmisión

Transporte en gasoducto y tratamiento en la planta de compresión del gas, desde el yacimiento hasta la planta de distribución o de licuefacción

Almacenamiento

Almacenamiento del gas en los depósitos de la planta de distribución, licuefacción o regasificación



Distribución

Transporte del gas desde la planta de distribución o regasificación hasta el consumidor

Para poder comparar los factores de emisión que se especifican para cada una de las operaciones en los diferentes estudios que se han evaluado, se ha generado una tabla resumen que incluye la clasificación de las operaciones dentro de las etapas, considerando el criterio establecido en este informe (ver tabla 4). Las filas de la tabla las conforman los 11 estudios que se han analizado y las columnas las operaciones de la cadena de suministro del gas.

4.2. Limitaciones y condicionantes del contexto actual

La industria es la que determina en qué instalaciones se pueden medir las fugas de metano producidas en los diferentes elementos y dispositivos. Esto supone una gran dificultad para poder obtener medidas de carácter independiente y objetivas (Caulton et al. 2014). Este hecho limita el tamaño, la representatividad de la muestra y tiende a subestimar los valores de los factores de emisión en las diferentes operaciones. La solución sería que estas medidas se llevaran a cabo por evaluaciones y monitoreo independiente, y no con un pacto previo con la propia industria (Karion et al. 2013).

La gran mayoría de publicaciones que analizan las emisiones de metano en todo el mundo demuestran que muy pocos factores de emisión han sido verificados de manera empírica. Para poder reducir la incertidumbre sobre las fugas de metano y los ratios de liberación del gas que no puede ser canalizado adecuadamente, es necesario llevar a cabo medidas directas en las diferentes partes del mundo.

También se debe hacer énfasis en la extracción de gas y petróleo y las actividades y procesos que comprenden, ya que la mayor parte del metano correspondiente a las fugas, es quemado o liberado durante esta operación, debido a que las tuberías no tienen la capacidad suficiente para que se reinyecte todo el gas extraído, o porque representa un coste económico muy elevado (Schneising et al. 2014). Las fugas producidas en esta operación y en la de procesamiento del gas se generan principalmente en las válvulas y compresores, en la liberación de manera descontrolada en las operaciones rutinarias (dispositivos neumáticos) y en las operaciones periódicas de mantenimiento (Marchese et al. 2015).

Tabla 4: Tabla resumen comparativa de los factores de emisión determinados en cada operación, distinguiendo entre estudios que han utilizado la metodología bottom-up o top-down. Las filas las conforman los 11 estudios que se han analizado y las columnas las operaciones de la cadena de suministro del gas definidas en este informe.

	Etapas										
	Upstream				Midstream	Downstream				Abandono del pozo	
	Perforación del pozo	Flowback	Extracción	Descarga de líquidos	Transporte gasoducto	Procesamiento por gasoducto	Transmisión	Almacenamiento	Distribución		
Howarth et al. 2011	Conv. -> 0,01% No conv. -> 0,33% (0,62% Wood et al. 2011)	Conv. -> 0% No conv. -> 1,6%	0,3% - 1,9%	0% - 0,26%		0% - 0,19%		1,4% - 3,6%			
Venkatesh et al. 2011			1,5 - 3,2% (2,2%)								
Howarth et al. 2012	1,70%						0,9%				
Karion et al. 2012			6,2% - 11,7%								
Allen et al. 2013		0,42%									
Brandt et al. 2013		0% - 0,26%	0,1% - 2,35% (1%)						0% - 0,8% (0,15%)	0% - 1% (0,08%)	
Caulton et al. 2014	7%										
Petron et al. 2014			2,6% - 5,6% (4,1%)								
Schneising et al. 2014	Bakken --> 2,8% - 17,4% (10,1%) i Eagle Ford --> 2,9% - 15,3% (9,1%)										
Marchese et al. 2015			0,47%								
Höglund- Issakson 2017			Conv. --> 0,03% - 0,72% (0,52%) No con. --> 0,57% - 5%								

Indicaciones

0,1 % - 2,35 % (1%): Valor mínimo - valor máximo (Mediana)

Conv.: Extracción de gas convencional

No conv.: Extracción de gas convencional

Bakken y Eagle Ford: Yacimientos de gas no convencional de los EE.UU.

 Top-down (gas no convencional)

 Bottom-up

El criterio fundamental y variable de la U.S Environmental Protection Agency (EPA)

La EPA de los EE.UU. es uno de los mayores referentes a nivel mundial en la estimación de los factores de emisión de metano de las diferentes etapas y operaciones a lo largo de la cadena de suministro del gas, a pesar de ser una agencia nacional.

En 2009, la EPA aún no distinguía entre el gas convencional del no convencional, utilizando valores para estimar las emisiones de metano de un estudio realizado en 1996 conjuntamente con la propia industria⁷ (Howarth 2014).

A principios de 2010, la EPA hizo constar por primera vez la distinción entre el gas convencional, del que no lo es. En el caso del gas convencional se actualizó el valor del factor de emisión correspondiente a la etapa *upstream*, de 0,2% a 1,6%, y por el no convencional de 0,2% a 3,0%. El valor del factor de emisión de la etapa *downstream* se mantuvo en 0,9% (Howarth 2014). Hay que tener en cuenta que un estudio realizado por Dlugokencky (2003) demostraba valores más altos en la etapa *downstream* en Europa.

En el año 2013, la EPA disminuyó el valor del factor de emisión durante el *upstream* basándose en un informe realizado por la industria⁸, en el que se consideraban despreciables las fugas de metano correspondientes a la descarga de líquidos y afirmando que las producidas durante las actividades de refracturación eran más bajas que cuando se utiliza por primera vez para la construcción de un pozo (Howarth 2014).

En 2015, la EPA dio un paso adelante para que se redujeran la cantidad de emisiones de metano durante la construcción de los pozos, mediante la aplicación de técnicas de captura de las fugas producidas durante estas operaciones, en respuesta a los resultados presentados en el estudio Howarth 2014 y las críticas recibidas por la actualización de los datos del año 2013.

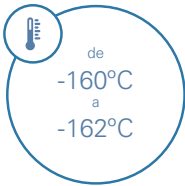
7 U.S Environmental Protection Agency (1996): www.epa.gov/sites/production/files/2016-08/documents/1_executiveummary.pdf

8 American Petroleum Institute (2012): www.api.org/~media/Files/News/2012/12-October/API-ANGA-Survey-Report.pdf

5. Propiedades del GNL

Para pasar el gas de estado gaseoso a líquido hay que someterlo a un proceso de criogenización a aproximadamente -160°C , el cual reduce su volumen en más de 600 veces. La composición del GNL depende directamente de las características del gas que se ha extraído del pozo y del pretratamiento y proceso de licuefacción que se llevan a cabo en la propia planta de licuefacción (ver tabla 5). En algunos casos los requerimientos del consumidor y la finalidad que se le dará también pueden influir.

Punto de ebullición



Densidad



Poder calorífico superior



Tabla 5:
Propiedades
termo-físicas
del GNL.
(Fuente:
Dobrota et al. (2013))

Las aplicaciones que se le pueden dar al GNL son la de generación de energía, demanda residencial e industrial, almacenamiento de gas para hacer frente a los picos de demanda y como combustible para vehículos pesados para el transporte marítimo (los propios buques metaneros), por carretera y ferrocarriles.

La cadena de suministro del GNL está constituida por las siguientes etapas (API 2015): Tratamiento del gas, licuefacción, transporte en buque del GNL, almacenamiento y regasificación.

El Boil-Off Gas (BOG) y las emisiones asociadas al GNL

El BOG se genera cuando el GNL se evapora, debido al calor intercambiado con el exterior. El principal factor que contribuye es la temperatura exterior. El BOG está conformado principalmente por metano y nitrógeno, ya que son los componentes del GNL que se evaporan primero. El BOG es utilizado como combustible, aunque también puede ser relicuado, dependiendo del tipo de buque metanero. La mayoría del BOG se genera durante el transporte en barco del GNL, en un ratio de entre 0,10 y 0,15% del volumen transportado por día, en el caso de contar con las mejores tecnologías disponibles. En el caso de los depósitos de almacenamiento, este ratio es inferior al 0,05% del volumen total contenido en el depósito por día, aunque puede variar entre el 0,02 y el 0,10% (Dobrota et al. 2013). La energía consumida por el proceso de criogenización es de 0,81 kWh/kg de GNL, la mayoría de la que se desprende en forma de calor, el 70% aproximadamente, y el resto se llama *cold energy*, que es la que queda almacenada en el GNL y se libera durante el proceso de regasificación (Franco & Casarosa 2014).

La *Gas Combustion Unit* es el mecanismo que permite quemar el exceso de BOG producido. En caso de que el buque metanero se encuentre amarrado en el puerto, el BOG es liberado directamente a la atmósfera, ya que está prohibido quemarlo dentro del recinto del puerto por motivos de seguridad (Browman & Briers 2009). Este método de gestionar el BOG supone un impacto climático más significativo que la utilización de la *Gas Combustion Unit*, ya que la composición del BOG es de prácticamente 100% metano.

6. Características y clasificación de los buques metaneros

Una de las características particulares de los buques metaneros es que los depósitos están constituidos por materiales especiales y sistemas tecnológicos avanzados para poder mantener el gas criogenizado. Aunque la configuración de los tanques puede ser diferente, el resto de elementos que configuran la estructura del barco no cambian (ver figura 1).

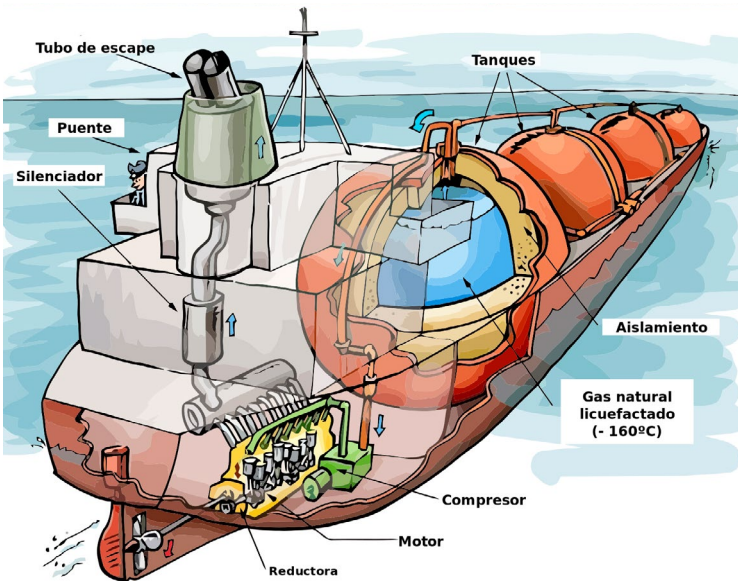


Figura 1: Esquema de la estructura de un buque metanero (Fuente: API (2015))

Los buques metaneros se clasifican según el volumen de GNL que pueden transportar. Los diferentes tipos de buques metaneros que existen son: *small*, *small conventional*, *large conventional*, *Q-Flex* y *Q-Max*. La figura 2 muestra las características de cada uno de ellos.

Los *small conventional* son el tipo de buque metanero que más se ha construido hasta mediados de la década anterior, ya que la evolución de la tecnología permitió que los *large conventional* pudiesen realizar los tránsitos en condiciones similares a los *small conventional*. Además, éstos cuentan con una mayor capacidad.

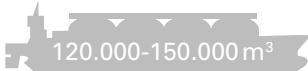
Capacidades y características para cada uno de los tipos de buques metaneros existentes (Figura 2)

Small



Éstos se suelen utilizar en tránsitos cortos y dan flexibilidad al mercado del GNL, ya que permiten hacer frente a situaciones desfavorables para satisfacer la demanda de consumo.

Small conventional



Su capacidad se encuentra en un punto óptimo que permite transportar un volumen considerable y realizar los tránsitos en tiempos razonables.

Large conventional



La evolución tecnológica de la última década ha permitido que este tipo de buque metanero tenga las mismas propiedades que los *small conventional*, pero con una capacidad mayor.

Q-Flex



Éstos son los únicos buques metaneros que cuentan con una planta de relicuefacción integrada para poder devolver el BOG a estado gaseoso y que se produzcan las mínimas pérdidas durante el tránsito, ya que estos suelen ser muy largos.

Q-Max



El resto suelen utilizar el BOG como combustible.

7. Descripción del mercado europeo de GNL y las emisiones asociadas

7.1. Caracterización

El mercado europeo de GNL durante el año 2016 ha tenido intercambios entre nueve países exportadores y once importadores (contando Turquía).

Para que se entiendan mejor las interrelaciones entre países en la cadena de suministro, se ha representado en un mapa mundial del mercado europeo de GNL para el 2016 (ver pág. 16 y 17)

7.2. Resultados

Los puertos de la Unión Europea han recibido 664 tránsitos durante el año 2016. La estimación de emisiones se ha realizado teniendo en cuenta los rangos de los factores de emisión establecidos en el estudio Howarth et al. (2011) para cada una de las operaciones, excepto las correspondientes a la cadena de suministro de GNL, que se ha hecho considerando los cálculos realizados en este informe. La capacidad del buque metanero para los principales países exportadores corresponde al que ha realizado más tránsitos hacia los puertos europeos durante el año 2016.

País de origen	Capacidad del buque metanero (m ³)	Emisiones (tCO ₂ eq)	
Qatar	148.786	Min.	120.045
		Máx.	361.996
Argelia	75.500	Min.	61.100
		Máx.	179.583
Nigeria	160.000	Min.	130.975
		Máx.	382.067
Noruega	140.000	Min.	114.664
		Máx.	349.453

Tabla 6:
Rango de emisiones producidas a lo largo de la cadena de suministro del gas antes de que el buque metanero llegue a la Unión Europea durante el año 2016, diferenciando entre los principales países de origen.

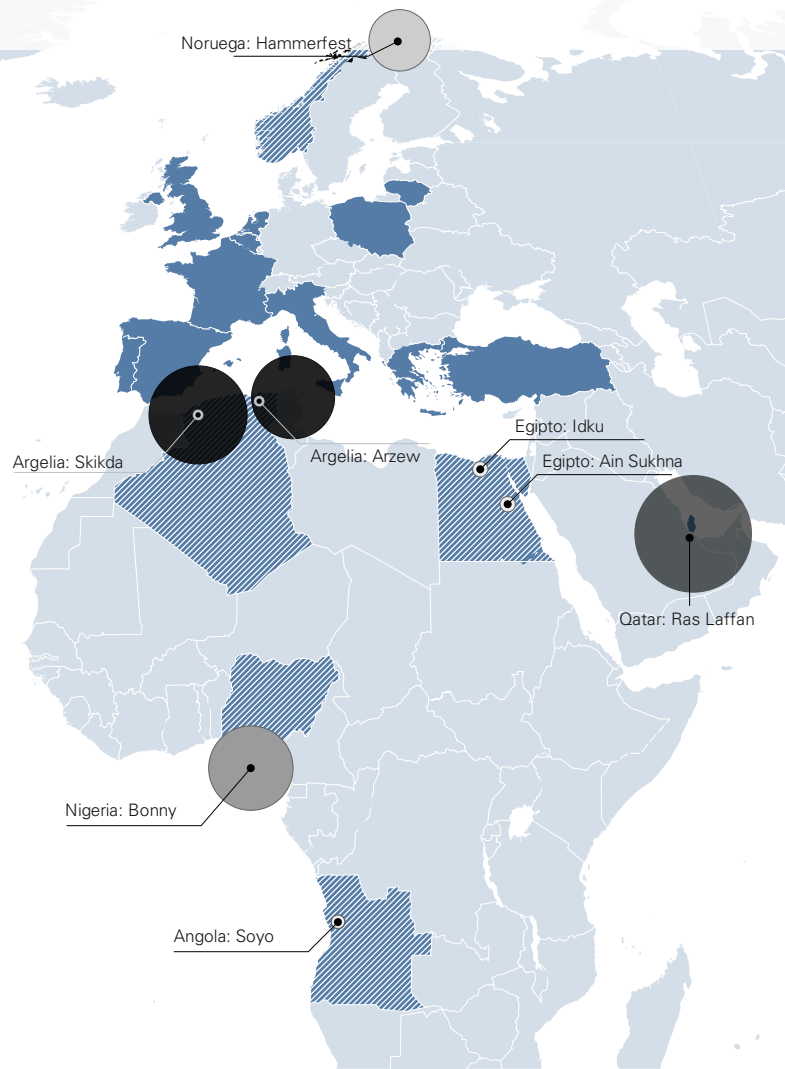
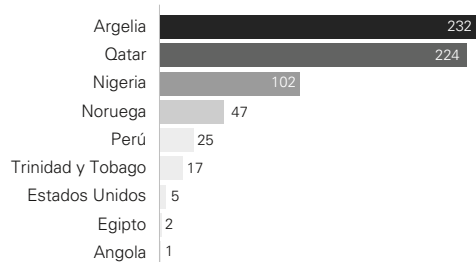
Para mejorar la comprensión de las emisiones asociadas a la cadena de suministro del gas se dividirán entre las emisiones anuales per cápita de la población europea⁹. Dicho esto, los resultados obtenidos son:

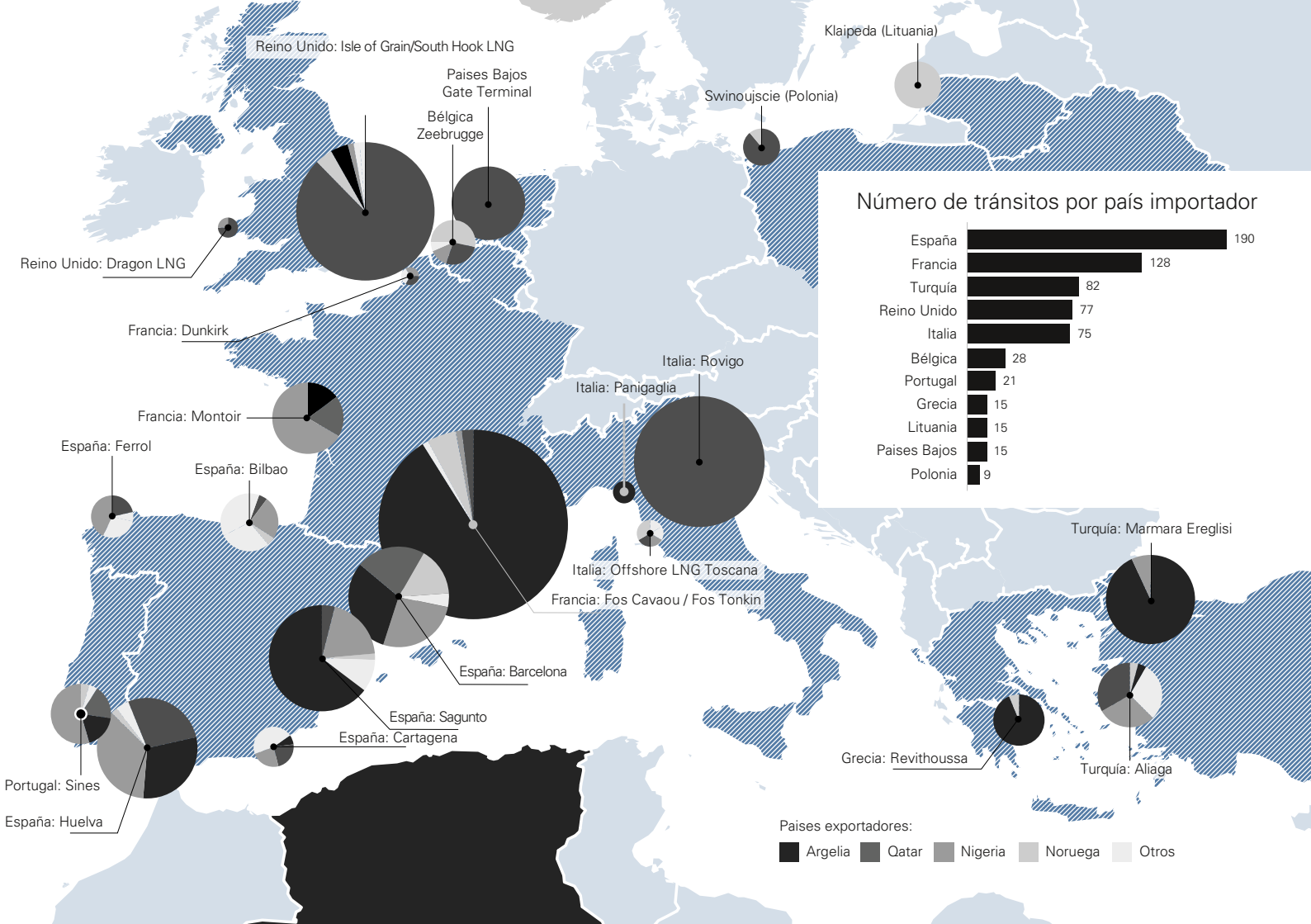
- El tránsito menos emisor (Argelia) tiene un rango de emisiones de 61.100 a 179.583 tCO₂eq. Esto supone las emisiones de entre 9.000 y 27.000 ciudadanos europeos.
- El tránsito más emisor (Nigeria) tiene un rango de emisiones de 130.975 a 382.067 tCO₂eq. Esto supone las emisiones de entre 19.500 y 57.000 ciudadanos europeos.
- Si sumamos todas las emisiones de los tránsitos en la UE obtenemos un rango de emisiones de 67.623.763 a 199.914.106 tCO₂eq. Esto supone las emisiones de entre 10 y 30 millones de ciudadanos europeos.

9 Emisiones de CO₂ per cápita de un ciudadano europeo. Banco Mundial: https://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.PC?name_desc=false

Tránsitos de GNL

Número de tránsitos por país exportador





Reino Unido: Isle of Grain/South Hook LNG

Klaipeda (Lituania)

Paises Bajos Gate Terminal

Swinoujscie (Polonia)

Bélgica Zeebrugge

Reino Unido: Dragon LNG

Francia: Dunkirk

Francia: Montoir

España: Ferrol

España: Bilbao

Italia: Rovigo

Italia: Panigaglia

Italia: Offshore LNG Toscana

Francia: Fos Cavaou / Fos Tonkin

Turquía: Marmara Ereglisi

España: Barcelona

España: Sagunto

España: Cartagena

Grecia: Revithoussa

Turquía: Aliaga

Portugal: Sines

España: Huelva

Figura 3: Clasificación de los países europeos importadores de GNL durante el año 2016, según el volumen total de GNL importado y considerando el país exportador.

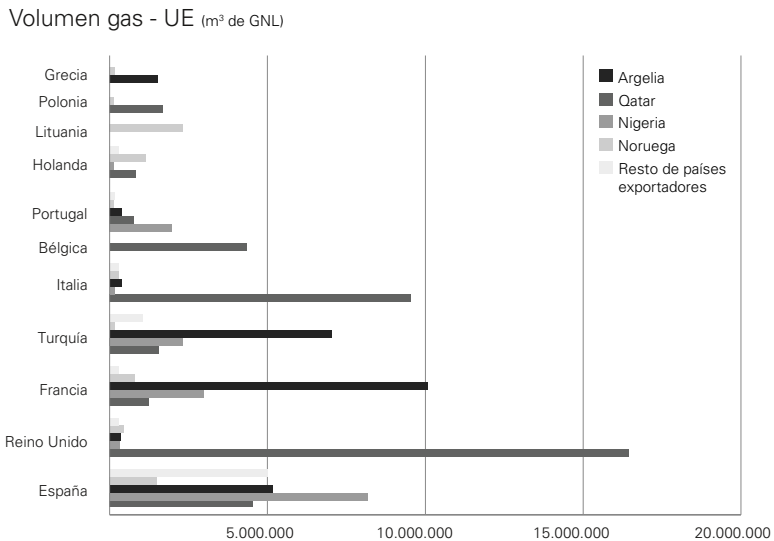
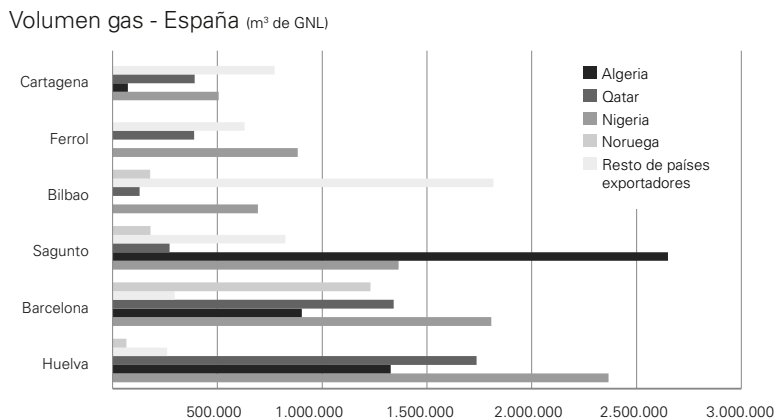


Figura 4: Clasificación de los puertos españoles importadores de GNL durante el año 2016, según el volumen total de GNL importado y considerando el país exportador.



8. La importancia del Puerto de Barcelona en el mercado europeo del gas.

8.1. Caracterización

Una de las iniciativas de la UE en el sector energético, más concretamente en el gasístico, es dejar de depender de Rusia, extendiendo su infraestructura y diversificando los exportadores de gas. Este objetivo hace que el Estado español, y especialmente Barcelona, tengan un papel importante a nivel geoestratégico, debido a su ubicación geográfica y su capacidad de importación, ya sea vía gasoductos de interconexión con Argelia o bien a través de las plantas de regasificación situadas en los seis puertos que ahora mismo están operativos.

También hay que tener en cuenta que España es el cuarto país del mundo en capacidad de regasificación y tiene un 36% de la capacidad de la Unión Europea, a pesar de que su uso siempre ha sido muy inferior (Hamouchere & Pérez 2016).

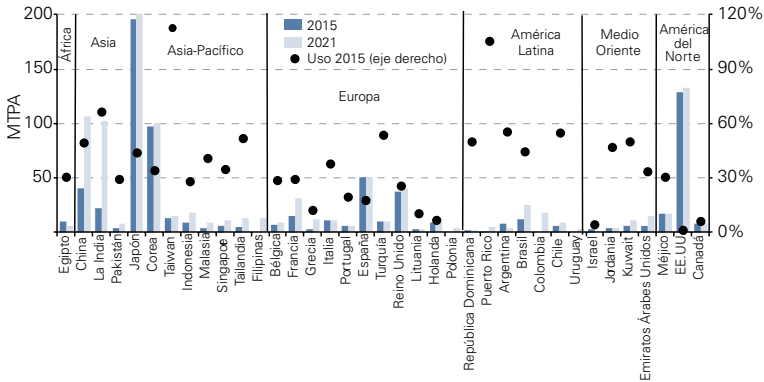


Figura 5: Capacidad de las terminales de importación en millones de toneladas por año (MTPA) y ratio de uso en porcentaje. Fuente: World LNG Report 2016 IGU¹⁰

Las siete plantas de importación que se encuentran ubicadas en el territorio español (seis operativas y una en hibernación) suman 68,9 bcm¹¹. Los tres máximos proveedores de GNL en España son Nigeria, Argelia y Qatar, aunque Argelia lidera las exportaciones al Estado por los dos gasoductos que la conectan directamente con la Península.

En el caso de la planta regasificadora del Puerto de Barcelona, cuenta con una capacidad de 17 bcm, que representa un 24,67% de la capacidad de regasificación de España y un 8,18% de la UE. Su importancia también viene dada de que fue la primera planta regasificadora a construirse en España, y de las primeras en la UE, ya que data de

10 Doc original: http://odg.cat/sites/default/files/colonialismo_energetico_argelia_cast_1.pdf
 11 1 bcm equivale a 10⁹ m³

Volumen gas - Puerto BCN (m³ de GNL)

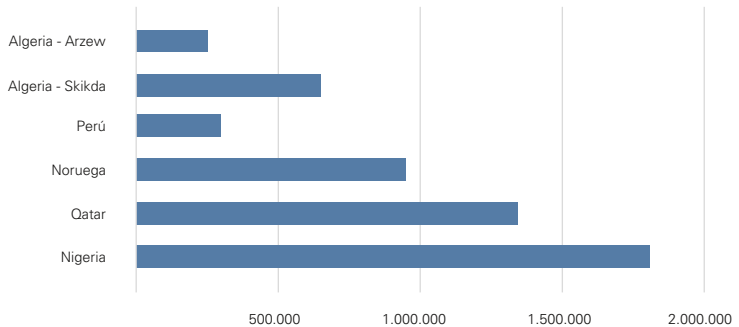


Figura 6:
Volumen de gas importado al Puerto de Barcelona durante el año 2016, distinguiendo entre los puertos exportadores

1968. Al igual que la mayor parte de las plantas regasificadoras europeas, el grado de utilización de la planta de Barcelona en los últimos años no ha superado el 50% y normalmente se encuentra entre el 15% y el 20%.

El gas que llega a la planta de Barcelona puede ser vehiculado a través de la red de gasoductos hacia la ciudad o hacia otros municipios. En años recientes, las instalaciones del Puerto servían para reexportar gas, es decir, el gas se importaba desde los exportadores tradicionales (Qatar, Argelia, Nigeria, etc.) y se reexportaba a Brasil, Japón, Corea del sur, India, etc. Esto venía motivado por los precios de los mercados del gas y por los contratos *take or pay*. Por un lado, el mercado asiático, principalmente importador, siempre ha mantenido unos precios del gas muy altos y esto lo convierte en un mercado más lucrativo. Por otro lado, los contratos con cláusulas *take or pay* conllevan el pago de una cantidad de gas aunque no se importe. La caída del consumo interno combinado con estas cláusulas, hace que sea mejor importar el gas y reexportarlo, a pesar de no tener ningún sentido desde un uso racional y eficiente de los recursos (Hamouche & Pérez 2016).

Otro punto a destacar es que el Puerto de Barcelona, junto con el de Bilbao, son los que están más cercanos a la frontera con Francia y, por tanto, tienen la posibilidad de transportar gas a la UE mediante gasoducto. Según la Comisión Europea (CE), el Estado español tiene una carencia de infraestructuras de interconexión eléctrica y gasística. De ahí que se promueve un nuevo gran gasoducto llamado MidCat que interconectaría las redes catalanas con las francesas. Este gasoducto ha recibido una fuerte respuesta de oposición de las comunidades locales afectadas por su trazado porque ancla la transición energética en el consumo de un combustible fósil y porque no beneficia a los territorios de paso.

Figura 7:
Índices propuestos
por distintas
organizaciones de
los principales países
exportadores de GNL
a la UE durante el
año 2016

PAÍS	Argelia	Nigeria	Qatar
IDH 2015	! 0,736	✗ 0,514	✓ 0,85
POS. 1-188	83	152	32
CATEGORÍA IDH	alto	bajo	muy alto
ÍNDICE DEMOCRACIA 2015	✗ 3,95	! 4,62	✗ 3,18
POS. 1-167	118	108	134
TIPO DE RÉGIMEN	Autoritario	Democr. parcial	Autoritario
ÍNDICE DE PAZ GROBAL 2015	! 2131	✗ 2910	✓ 1568
POS. 1-162	104	151	30
FRAGILIDAD DE ESTADO FRÁGIL 2016	✗ 78,3	✗ 103,5	✓ 45,1
POS. 1-178	89	169	119
FRAGILIDAD ESTADO	Riesgo	Alerta a Ita	Estable
PERCEP. DE LA CORRUPCIÓN	✗ 36	✗ 26	✓ 71
POS. 1-167	88	136	22
COEFICIENTE GINI	0,353	0,488	sin datos
AÑO	1995	2010	2012

Podríamos decir pues, que los puertos de importación de gas como el Puerto de Barcelona actúan como auténticos *hubs* de distribución de gas, interconectando suministradores con consumidores. A pesar de que éste no es el objetivo del presente estudio, cabe decir que entre los países exportadores se encuentran regimenes corruptos y autoritarios, donde las élites nacionales y transnacional se benefician directamente del negocio de los hidrocarburos (Llistar & Pérez 2016).

Seguramente los impactos socioambientales de la industria del petróleo y del gas están bien documentados, aunque esto no signifique que se haya puesto remedio. Pero si volvemos a la dimensión del impacto climático, ¿podríamos evaluar las emisiones asociadas que tienen los tránsitos de GNL hasta el Puerto de Barcelona? Dicho de otro modo, ¿podemos cuantificar las emisiones desde la extracción hasta la llegada al puerto?

8.2. Resultados

Para los 44 buques metaneros que han llegado a la planta regasificadora de Barcelona el año 2016, la estimación de emisiones se ha realizado teniendo en cuenta los rangos de los factores de emisión establecidos en el estudio Howarth et al. (2011) para cada una de las operaciones, excepto las correspondientes a la cadena de suministro de GNL, que se ha hecho considerando los cálculos realizados en este

informe. La capacidad del buque metanero para cada uno de los países corresponde al que ha realizado más tránsitos hacia el puerto de Barcelona durante el año 2016.

Para mejorar la comprensión de las emisiones asociadas a la cadena de suministro del gas se dividirán entre las emisiones anuales per cápita de la población europea¹².

Tabla 7:
Emisiones asociadas a las fugas de metano producidas a lo largo de la cadena de suministro del gas por los tránsitos que han llegado al puerto de Barcelona durante el año 2016, diferenciando entre los países de origen.

País de origen	Capacidad del buque metanero (m ³)	Emisiones (tCO ₂ eq)	
Nigeria	141.021	Mín.	113.567
		Máx.	334.874
Argelia	75.500	Mín.	59.959
		Máx.	178.443
Qatar	138.273	Mín.	114.403
		Máx.	333.470
Noruega	147.980	Mín.	127.777
		Máx.	354.757
Perú	155.000	Mín.	127.224
		Máx.	359.926

Dicho esto, los resultados obtenidos son:

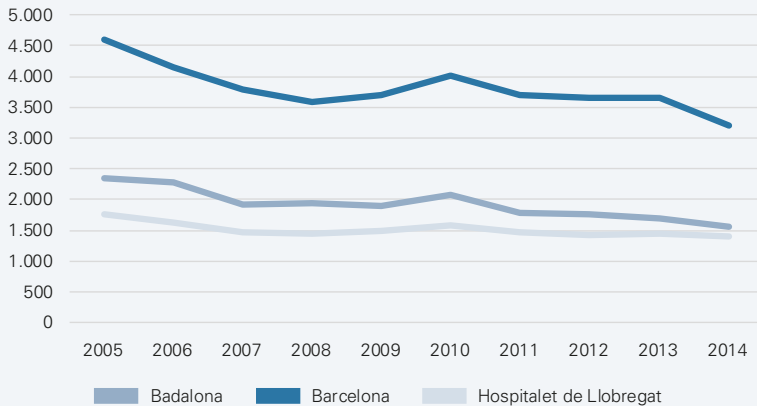
- El tránsito menos emisor (Argelia) tiene un rango de emisiones de 59.959 a 178.443 tCO₂eq. Esto supone las emisiones de entre 9.000 y 26.500 ciudadanos europeos
- El tránsito más emisor (Perú) tiene un rango de emisiones de 127.224 a 359.926 tCO₂eq. Esto supone las emisiones de entre 19.000 y 54.000 ciudadanos europeos.
- Si sumamos todas las emisiones de los tránsitos con destino al puerto de Barcelona, obtenemos un rango de emisiones de 4.488.789 a 13.032.531 tCO₂eq. Esto supone las emisiones de entre 670.000 y 2 millones de ciudadanos europeos.

¹² Emisiones de CO₂ per cápita de un ciudadano europeo.
Banco Mundial: https://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.PC?name_desc=false

El gas en Barcelona

El consumo de gas de la ciudad de Barcelona ha sufrido el mismo descenso que otras ciudades y territorios debido principalmente a la crisis económica. La presencia de grandes empresas del sector del gas como Gas Natural Fenosa hace que Barcelona tenga una fuerte implantación del gas, a pesar de ser una ciudad mediterránea con un clima que, a priori, no requiere de grandes aportaciones de calor para mantener el confort térmico en los hogares.

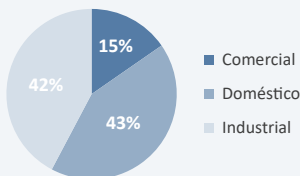
Consumo por habitante kWh/año (Fuente: AMB)



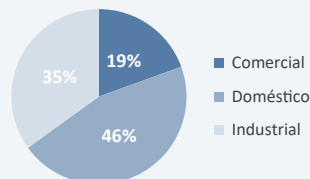
Los sectores más consumidores son el doméstico y el industrial y no se han producido cambios destacables en la última década, aunque habría que analizar en profundidad las dinámicas internas de cada sector. En España, por ejemplo, la caída del consumo de gas ha venido provocada principalmente por la baja utilización de las central de ciclo combinado y el sector doméstico, en cambio, ha tenido un ligero descenso, a pesar del sufrimiento de muchas familias para poder afrontar el pago de las facturas energéticas.

Sectores consumidores de gas en la ciudad de Barcelona (Fuente: AMB)

2005

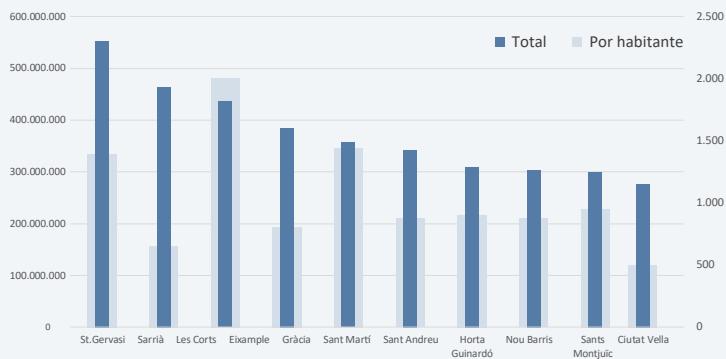


2014



Los datos por distrito, revelan que el consumo de gas se concentra en los distritos con mayor renta per cápita y es especialmente visible en las cifras por habitante.

Consumo Gas Natural Sector residencial kWh/año (2013) (Fuente: AMB)



9. El auge de los EE.UU. en el mercado mundial del GNL

9.1. Caracterización

Aunque los EE.UU. sólo han realizado cinco tránsitos hacia la Unión Europea durante el año 2016, se proyecta que en los próximos años esta cifra aumente y pueda convertirse en uno de los mayores exportadores a nivel mundial. Por este motivo, se evalúan las emisiones asociadas a los tránsitos desde los EE.UU. a la UE, España y el Puerto de Barcelona. Hay que recordar que, hoy por hoy, es el único país que exporta gas no convencional, lo que conlleva un mayor impacto climático.

El tránsito escogido a nivel de la UE, es el que tuvo como destino Portugal el año 2016, ya que es el único que se realizó con un buque metanero *large conventional*. En el caso de España, se ha tomado el que llegó a Ferrol ese mismo año en un buque metanero *small conventional*, y para el Puerto de Barcelona se han estimado las emisiones que supondría el tránsito si lo realizara el mismo buque metanero (ver tabla 8). Cabe decir que Gas Natural Fenosa ha alquilado 4 buques metaneros para importar gas no convencional de la planta licuefactora de Sabine Pass (EE.UU.) durante los próximos veinte años (The Free Organisation 2017).

También cabe destacar que las emisiones estimadas para el Puerto de Barcelona se han realizado mediante suposiciones meramente teóricas, ya que no se ha producido ningún tránsito durante el año 2016. Esto repercute en valores más bajos si se comparan con los de tránsitos reales, como es el caso del correspondiente a nivel español.

9.2. Resultados

Para los cinco buques metaneros que han salido de los EE.UU. hacia la UE durante el año 2016, la estimación de emisiones se ha realizado teniendo en cuenta los rangos de los factores de emisión establecidos en el estudio Howarth et al. (2011) para cada una de las operaciones, excepto las correspondientes a la cadena de suministro de GNL, que se ha hecho considerando los cálculos realizados en este informe.

Para mejorar la comprensión de las emisiones asociadas a la cadena de suministro de gas se dividirán entre las emisiones anuales per cápita de la población europea¹³.

Tabla 8:
Emisiones asociadas a las fugas de metano producidas a lo largo de la cadena de suministro del gas por los tránsitos que van desde los EE.UU. hasta Portugal, el Estado español y el Puerto de Barcelona.

Tránsito	Capacidad del buque metanero (m ³)	Emisiones (tCO ₂ eq)	
Portugal (real)	174.000	Mín.	278.239
		Máx.	551.301
Estado Español (real)	138.000	Mín.	218.852
		Máx.	435.418
Puerto de Barcelona (proyección)	138.000	Mín.	130.985
		Máx.	374.702

Dicho esto, los resultados obtenidos son:

- El tránsito real menos emisor (Estado español) tiene un rango de emisiones de 218.852 a 435.418 tCO₂eq. Esto supone las emisiones de entre 32.500 y 65.000 ciudadanos europeos¹⁴.

- El tránsito real más emisor (Portugal) tiene un rango de emisiones de 278.239 a 551.301 tCO₂eq. Esto supone las emisiones de entre 41.500 y 82.000 ciudadanos europeos.

- Si sumamos todas las emisiones de los cinco tránsitos que han llegado a la UE, obtenemos un rango de emisiones de 1.153.645 a 2.292.974 tCO₂eq. Esto supone las emisiones de entre 170.000 y 340.000 ciudadanos europeos.

¹³ Emisiones de CO₂ per cápita de un ciudadano europeo. Banco Mundial: https://datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.PC?name_desc=false

¹⁴ Emisiones de CO₂ per cápita de un ciudadano europeo. Banco Mundial: datos.bancomundial.org/indicador/EN.ATM.CO2E.PC?name_desc=false

10. Conclusiones

En la gran mayoría de tratados internacionales y en la clase política, se ha instalado la idea de que la escala de tiempo para evaluar los impactos climáticos de los GEI es la de 100 años, aunque el 5º informe del IPCC especifica que “no hay ningún argumento científico para elegir la escala de tiempo de 100 años para comparar los diferentes GEI”. Considerando el tiempo de permanencia en la atmósfera del metano, la escala de tiempo más idónea para evaluar su contribución en el calentamiento global es la de 20 años. Los 4º y 5º informes del IPCC han cuantificado el PCC del metano para esta escala de tiempo en 72 y 86, respectivamente. En caso de que se consideren los efectos radiativos directos del metano, el PCC es igual a 79, mientras que este valor aumenta hasta 105 si se consideran los efectos directos e indirectos (Shindell et al. 2009).

Considerando el PCC del metano y las fugas que se producen a lo largo de la cadena de suministro del gas y del carbón, el estudio realizado por Alvarez et al. (2012) establece que el porcentaje de fugas de metano a partir del cual el gas deja de tener un beneficio climático respecto del carbón es del 3,2%. Los valores estimados por Howarth (2014) y Sanchez & Mays (2015) son 2,8% y 3,7-3,9%, respectivamente. En el caso de la IEA, el WEO 2017 determina que este límite se encuentra en el 3%. Todos los estudios e informes consideran las fugas desde la extracción del gas hasta que llega al punto de generación de electricidad y utilizan la escala de tiempo de 20 años.

Aunque los diferentes “umbrales del carbón” tienen una variabilidad de poco más del 1%, existe una gran diferencia de los valores asociados a las fugas de gas que se atribuyen a cada una de las operaciones y etapas que forman parte de la cadena de suministro. Esta falta de consenso se debe a la necesidad de conseguir: 1) un conocimiento más profundo sobre cuáles son las fuentes de fugas de gas en los yacimientos 2) un acuerdo sobre las metodologías utilizadas y 3) la intervención de científicos independientes. Sobre este último punto, destacar que los costes y dificultades de medir las fugas de las instalaciones son muy elevados, ya que es la propia industria la que determina en qué pozos o yacimientos se pueden tomar las medidas.

Considerando los tránsitos que han llegado a la Unión Europea durante el año 2016, las emisiones producidas desde que el gas es extraído hasta que llega al puerto de destino, asociadas al tránsito menos emisor, son equivalentes a las generadas anualmente por un rango de entre 9.000 y 27.000 ciudadanos europeos. Las correspondientes al tránsito más emisor, a las generadas entre 19.500 y 57.000,

y la suma de las emisiones de todos los tránsitos entre 10 y 30 millones de ciudadanos europeos. Para el Puerto de Barcelona, las emisiones asociadas a los tránsitos más y menos emisores son similares a las correspondientes a las de la UE, ya que son los mismos países de origen y la capacidad del buque metanero es similar. La suma de las emisiones correspondientes a los 44 tránsitos que han llegado en el año 2016 es equivalente a un rango de entre 670.000 y 2 millones de ciudadanos europeos. En el caso de los EE.UU., las emisiones asociadas al tránsito menos emisor que ha llegado a la UE son equivalentes a un rango de entre 32.500 y 65.000 ciudadanos europeos, mientras que las correspondientes al tránsito más emisor a 41.500 y 82.000. La suma de las emisiones de los cinco tránsitos supone las producidas entre 170.000 y 340.000 ciudadanos europeos.

Tomando en consideración los resultados del estudio, parece claro que si levantamos la mirada de las cifras de combustión, el gas natural no es tan amigo del clima. Es un hecho incontrovertible que la combustión del gas genera menos emisiones de CO₂ que el petróleo o el carbón. Ahora bien, si evaluamos toda la cadena de suministro, incorporamos las fugas de metano y rehacemos los cálculos, su contribución a la lucha contra el cambio climático, queda en entredicho, y en muchos casos, incluso supera el "umbral del carbón". Además, hay que prestar especial atención a la irrupción de gas no convencional en el mercado global del gas. Según los cálculos de emisiones de Robert Howarth, su entrada dispararía las emisiones de metano y podría generar un gran impacto a corto plazo.

11. Referencias

Alvarez, R.A. et al., 2012. Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, 109(17), pp.6435–40. Available at: <http://www.pnas.org/content/109/17/6435>.

API, 2015. Liquefied Natural Gas (LNG) Operations: Consistent Methodology for Estimating Greenhouse Gas Emissions. American Petroleum Institute. Available at: <http://www.api.org/~media/files/ehs/climate-change/api-ling-ghg-emissions-guidelines-05-2015.pdf>

Browman, C. & Briers, K., 2009. LNG Propulsion alternatives. CMA CGM Groups. Available at: <https://issuu.com/hec01/docs/ling-propulsion-alternatives-cma>

Caulton, D.R. et al., 2014. Toward a better understanding and quantification of methane emissions from shale gas development. Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America, 111(17), pp.6237–42. Available at: <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/24733927>.

Cremonese, L. & Gusev, A., 2016. The Uncertain Climate Cost of Natural Gas. Institute for Sustainable Studies Working Paper, 3. Available at: http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/wp_dec_2016_en_uncertain_climate_cost_of_natural_gas.pdf

Dobrota, Đ., Lalic, B. & Komar, I., 2013. Problem of Boil - off in LNG Supply Chain. Transactions on Maritime Science, 2(2), pp.91–100. Available at: http://www.toms.com.hr/archive/vol2/no2/toms_vol2no2_doi001.pdf.

Franco, A. & Casarosa, C., 2014. Thermodynamic and heat transfer analysis of LNG energy recovery for power production. Journal of Physics: Conference Series, 547, p.12012. Available at: <http://stacks.iop.org/1742-6596/547/i=1/a=012012?key=crossref.d190e5b3dea8e8a02bd500e680965c9f>.

Hamouchere, H. & Pérez, A., 2016. Colonialismo energético: El acaparamiento del gas de la UE de la en Argèlia. Available at: <http://www.odg.cat/ca/publication/colonialisme-energetic-acaparament-gas-ue-argelia>.

Howarth, R. et al., 2012. Methane Emissions from Natural Gas Systems- Background Paper Prepared for the National Climate Assessment.

Available at: http://www.eeb.cornell.edu/howarth/publications/Howarth_et_al_2012_National_Climate_Assessment.pdf

Howarth, R.W., 2014. A bridge to nowhere: methane emissions and the greenhouse gas footprint of natural gas. *Energy Science & Engineering*, 2(2), pp.47–60.

Available at: <http://doi.wiley.com/10.1002/ese3.35>.

Howarth, R.W., Santoro, R. & Ingraffea, A., 2011. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. *Climatic Change*, 106(4), pp.679–690.

Karion, A. et al., 2013. Methane emissions estimate from airborne measurements over a western United States natural gas field. *Geophysical Research Letters*, 40(16), pp.4393–4397.

Lelieveld, J. et al., 2005. Low methane leakage from gas pipelines. *Nature*, 434, pp.841–842.

Available at: <http://doi.wiley.com/10.1029/2003GL018126>.

Llistar, D. & Pérez, A., 2016. El acaparamiento energético del estado español: Interferencias sobre terceros asociadas a las políticas de seguridad de los suministros de energía,

Available at: http://www.odg.cat/sites/default/files/acaparamiento_energetico.pdf.

Marchese, A.J. et al., 2015. Methane Emissions from United States Natural Gas Gathering and Processing. *Environmental Science and Technology*, 49(17), pp.10718–10727.

Pérez, A., 2017. La trampa global del gas: Un pueste al desastre, Rosa Luxemburg Shiftung.

Available at: <http://www.odg.cat/ca/publication/lilibre-parany-global-gas>.

Sanchez, N. & Mays, D.C., 2015. Effect of methane leakage on the greenhouse gas footprint of electricity generation. *Climatic Change*, 133(2), pp.169–178.

Schneising, O. et al., 2014. Remote sensing of fugitive methane emissions from oil and gas production in North American tight geologic formations *Earth's Future*. *Earth's Future*, 2(10), pp.1–11.

Shindell, D.T. et al., 2009. Improved attribution of climate forcing to emissions. *Science (New York, N.Y.)*, 326(5953), pp.716–8.

Available at: <http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/19900930>.

The Free Organisation, 2017. Flood of fracking gas from US will arrive soon in Spain. *The Free*.

Available at: <http://doi.wiley.com/10.1002/2016GL067987>.

