

LA TRAMPA GLOBAL DEL GAS UN PUENTE A NINGUNA PARTE

ALFONS PÉREZ



LA TRAMPA GLOBAL DEL GAS UN PUENTE A NINGUNA PARTE

ALFONS PÉREZ

Colaboración en la investigación: Anna Pérez, Davide Panadori, Nicola Scherer, Alfred Burballa, Josep Nualart y Raül Sánchez.

Agradecimientos a Alba del Campo, Luis González, Pedro Pietro, Antonio Turiel, Sara Sánchez, Elena Gerebizza, Samuel Martín-Sosa, Frida Kieninger y Marlis Gensler por sus revisiones y consejos.

Bruselas, abril 2018

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN: ¿QUÉ PUEDES ENCONTRAR EN ESTE ESTUDIO?	4
I CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE EL GAS NATURAL	7
¿Qué es el gas natural?	8
¿Qué tipos de gas existen?	9
¿Cómo se mide?	10
¿Cómo se comercializa?	11
II EL GAS NATURAL EN EL PASADO: UN LENTO CRECIMIENTO REGIONAL	14
III EL GAS NATURAL EN LA ACTUALIDAD: UN RÁPIDO CRECIMIENTO GLOBAL	19
Un nuevo mapa de relaciones gasísticas	21
Los proyectos de importación y exportación	25
Las grandes empresas de hidrocarburos	29
IV EL GAS NATURAL EN EUROPA	33
Datos sobre el gas en Europa	34
Consumo	34
Extracción	36
Importaciones	37
Dependencia gasística	39
Seguridad energética y Unión de la Energía	43
Infraestructuras ‘sólidas’: gasoductos y terminales de GNL	46
Tratados de libre comercio	55

V LA FINANCIARIZACIÓN EN EL SECTOR GASÍSTICO	56
El gas natural como 'combustible de transacción'	57
Infraestructuras 'líquidas': financiarización	59
VI DEPENDENCIAS E INSEGURIDADES EN LOS PAÍSES EXPORTADORES	63
Subordinados a la extracción de los hidrocarburos	64
Índices de la situación de los países exportadores	66
Impactos en la población	70
VII EL GAS FÓSIL: ¿AMIGO O ENEMIGO CLIMÁTICO?	73
VIII CONCLUSIÓN Y REFLEXIÓN FINAL	79
BIBLIOGRAFÍA	84

INTRODUCCIÓN: ¿QUÉ PUEDES ENCONTRAR EN ESTE ESTUDIO?

El gas natural va escalando posiciones y ganando relevancia en el escenario energético mundial. Sin dejar atrás el consumo de carbón y de petróleo, el gas se ha impuesto en la retórica oficial como el combustible de transición hacia las economías bajas en carbono. Esta afirmación se repite como un mantra que allana el terreno para el desarrollo gasístico a nivel mundial. Por este motivo, el presente estudio quiere hacer una lectura crítica de las múltiples dimensiones e implicaciones de la apuesta por el gas a escala global y, particularmente, en la Unión Europea, intentando traducir la complejidad en argumentos claros que ayuden al debate, y prestando especial atención a la influencia de la geopolítica y de los intereses económico-financieros en la apuesta por el gas.

La publicación comienza con un resumen de las características principales del gas natural (capítulo 1) que han determinado su evolución histórica, considerado un subproducto de la extracción petrolera y de difícil transporte y almacenamiento dado su estado gaseoso (cap.2). Superada esa etapa, y con la sobrevenida aparición del gas no convencional, el desarrollo parece imparable, tanto para la exploración y explotación de yacimientos, como para la proyección de un sinfín de megainfraestructuras (cap.3). En consecuencia, aumenta el valor geoestratégico de las regiones con reservas gasísticas y se acelera el interés por crear un verdadero mercado global del gas.

~ 6 ~ En la Unión Europea, la caída de la extracción interna y el crecimiento del consumo hasta 2010 han incrementado su dependencia del exterior, aumentando la presión sobre otros territorios y comunidades ricas en hidrocarburos (cap.4). La UE anuncia entonces su Unión de la Energía, estrategia con una dimensión exterior, diversificar las importaciones a través de rutas de gas fuera de la órbita rusa, y una dimensión interior, interconectar a los Estados Miembros para que los m³ de gas puedan circular libremente en la UE. Pese a la subutilización de las infraestructuras existentes, la justificación-excusa del conflicto entre Rusia y Ucrania es suficiente para proyectar nuevos gasoductos y terminales de importación de gas, asignándoles la categoría de proyectos de interés común y otorgándoles la capacidad de recibir financiación y garantías públicas.

Precisamente la parte financiera, tanto por la transición de los precios indexados al petróleo a los precios de mercado como por la multimillonaria inversión necesaria para las infraestructuras de gas, es un punto clave del estudio. La financiarización del gas y de las infraestructuras abren la puerta a nuevos actores como los fondos de inversión, que nada tienen que ver con el mundo de la energía y menos con las necesidades de la ciudadanía (cap.5).

El estudio también aborda los impactos en los países exportadores y en sus poblaciones, mostrando indicadores y casos concretos que reflejan el otro lado de las relaciones gasísticas (cap.6).

Por último, las fugas de metano en la cadena desde la extracción hasta el consumo (cap.7) toman protagonismo. Los cálculos realizados siembran serias dudas sobre la idea del gas como "amigo climático" y, por tanto, las políticas que lo promueven y los tratados de libre comercio que lo estimulan, entran en fuerte contradicción con la lucha contra el cambio climático y el acuerdo de París.

GAS NATURAL O GAS FÓSIL.

La denominación de "natural" para el gas natural puede llevar a un equívoco interesado. La razón para llamarlo gas natural es por el origen de su extracción de la naturaleza, a diferencia de los gases producidos a partir del carbón o del petróleo. La industria gasística ha utilizado su nombre para vincularlo con el medioambiente y el futuro verde pero en realidad no deja de ser un combustible fósil. De ahí que, para evidenciar sus impactos y visibilizar el greenwashing de la industria, preferimos denominarlo gas fósil.

~ 7 ~





CONCEPTOS BÁSICOS SOBRE EL GAS NATURAL

Un paso previo que facilita la comprensión de todo aquello relacionado con el mundo del gas natural es entender los conceptos básicos que se repiten en artículos, estudios y documentos oficiales y que acaban por encriptar la información importante que de ellos se deriva.

¿QUÉ ES EL GAS NATURAL?

Es una mezcla de hidrocarburos gaseosos ligeros que se puede extraer en yacimientos propios o asociado a otros hidrocarburos. Su principal componente es el gas metano (87–97 %), aunque también contiene etano, propano, butano, nitrógeno y dióxido de carbono en pequeños porcentajes¹. Llamar “gas natural” a una composición que esencialmente es metano, invisibiliza el hecho que, pese ser el combustible fósil con las emisiones más bajas en la combustión, las fugas en las operaciones previas liberan un potencial de calentamiento global (PCG) 86 veces mayor al del CO₂² para un horizonte de 20 años.

POTENCIAL DE CALENTAMIENTO GLOBAL DEL METANO RESPECTO DEL CO₂

INFORME	A 20 AÑOS	A 100 AÑOS
IPCC 1995 ³	56	21
IPCC 2007 ⁴	72	25
IPCC 2013 ⁵	86	34

~ 10 ~

Tabla 1 / Elaboración propia a partir de los informes del IPCC

Los sucesivos informes del IPCC han reconsiderado el PCG del metano al alza, pero muchas instituciones siguen utilizando un PCG del 21 o 25⁶.

1 Gas Union (s.f.) www.uniongas.com/about-us/about-natural-gas/Chemical-Composition-of-Natural-Gas visitado 10/11/16
2 IPCC (2007) pag. 84 www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg1/ar4-wg1-chapter2.pdf
3 IPCC (1995) pag. 36 www.ipcc.ch/ipccreports/sar/wg_1/ipcc_sar_wg_1_full_report.pdf
4 IPCC (2007) pag. 55 www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg1/ar4-wg1-chapter2.pdf
5 IPCC (2007) pag. 84 www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg1/ar4-wg1-chapter2.pdf
6 Martín-Sosa, Samuel (2016) www.elespanol.com/ciencia/ecologia/20161101/167603239_12.html

LIBRAS DE CO₂ EMITIDAS POR MILLÓN DE BTUS DE ENERGÍA CONSUMIDA

		% RESPECTO GAS NATURAL
Carbón (antracita)	228,6	195 %
Carbón (bituminoso)	205,7	176 %
Carbón (lignito)	215,4	184 %
Carbón (subbituminoso)	214,3	183 %
Diesel y gasóleo de calefacción	161,3	138 %
Gasolina	157,2	134 %
Propano	139,0	119 %
Gas Natural	117,0	100 %

Tabla 2 / Fuente: Agencia de información sobre energía (EE.UU.)⁷

El gas natural es transparente pero, al contrario de lo que pueda parecer, es inodoro, aunque se le adiciona una sustancia para facilitar la detección de fugas, y no es tóxico, pese a que puede desplazar el oxígeno y matar por asfixia.

¿QUÉ TIPOS DE GAS EXISTEN?

El gas natural puede tener diferentes composiciones químicas pero las clasificaciones más comunes atienden al lugar donde está contenido. El gas natural se extrae principalmente en zonas de explotación petrolera, de ahí que su historia esté asociada y subordinada a la explotación del petróleo. A parte del gas que podríamos denominar convencional, existen los llamados gases no convencionales, como el gas de lutitas, el gas de roca compactada o el gas metano de lecho de carbón.

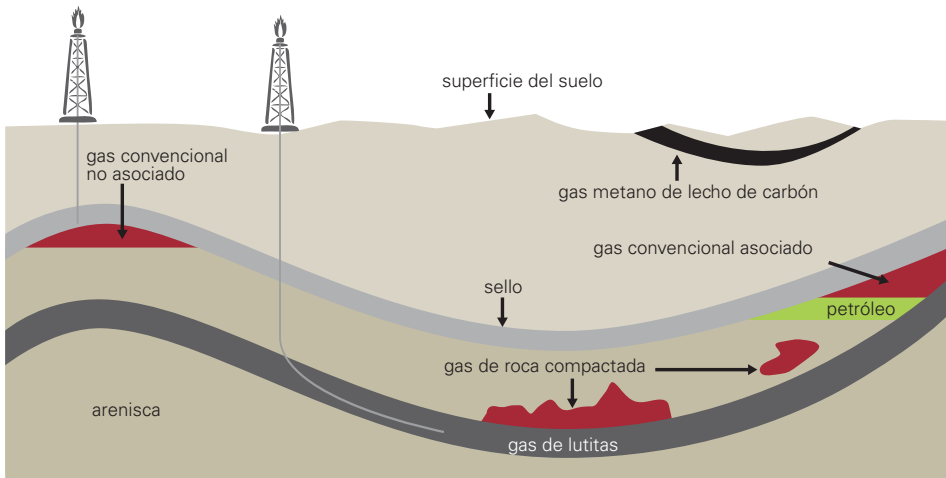
El gas de lutitas, popularmente conocido como gas de esquisto o gas de fracking, se encuentra en la roca de esquisto. El gas de arenas compactadas se produce en roca de permeabilidad muy baja y requiere también de fractura hidráulica. El gas metano de lecho de carbón, como su nombre indica, es el metano contenido en las vetas de carbón y suele extraerse mediante perforación horizontal, con o sin fractura.

~ 11 ~

7 US. Energy Administration (2016) www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=73&t=11



GEOLOGÍA ESQUEMÁTICA DE LOS RECURSOS DE GAS NATURAL



Fuente: U.S. Energy Information Administration⁸

¿CÓMO SE MIDE?

Las cantidades de gas suelen generar confusión puesto que sus unidades pueden reflejar volúmenes, energía contenida o equivalente y, en algunos casos, peso. En general, las reservas suelen medirse en trillones de metros cúbicos⁹ (tcm, del inglés *trillion cubic meters*) o trillones de pies cúbicos (tcf, del inglés *trillion cubic feet*), las capacidades de transporte, exportación e importación en billones de metros cúbicos (bcm) o en billones de pies cúbicos (bcf) y cuando se considera la energía contenida puede ser medida en Kilojulios (KJ), British thermal unit (Btu), Kilovatios/hora (kWh) o Toneladas equivalentes de petróleo (TEP)

Cabe señalar que la energía contenida por cantidad de gas natural, que es el parámetro realmente importante, no es constante y varía considerablemente según la composición del gas en el punto de extracción y el proceso de filtrado¹⁰.

8 U.S. Energy Information Administration (2011) www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=110

9 Tanto trillón como billón se refieren a 1012 y 109 unidades, respectivamente, puesto que están expresadas en el sistema "short scale" que se usa en EE.UU., la parte inglesa de Canadá y Reino Unido

10 Agencia Internacional de la Energía (2012) pag. 31–32 www.iea.org/media/training/presentations/statisticsmarch/naturalgasinformation.pdf

CONVERSIÓN DE LAS UNIDADES DE GAS NATURAL MÁS COMUNES

	VOLUMEN	VOLUMEN	VOLUMEN	VOLUMEN	ENERGÍA	ENERGÍA	ENERGÍA	ENERGÍA	ENERGÍA	ENERGÍA	ENERGÍA
de/a:	tcM	tcf	bcm	bcf	Btu	MBtu	kWh	GWh	kJ	GJ	TEP
tcM	1	35,3	1000	3,53E+04	3,79E+16	3,79E+10	1,11E+13	1,11E+07	4,00E+16	4,00E+10	9,55E+08
tcf	0,02833	1	28,33	0,001	1,07E+15	1,07E+09	3,15E+05	0,3145	1,13E+15	1,13E+09	2,70E+08
bcm	0,001	0,0353	1	35,3	3,79E+13	3,79E+07	1,11E+10	1,11E+04	4,00E+13	4,00E+07	9,55E+05
bcf	2,83E-05	0,001	0,02833	1	1,07E+12	1,07E+06	3,15E+08	314,5	1,13E+12	1,13E+06	2,70E+05
Btu	2,80E-17	9,32E-16	2,80E-14	9,32E-13	1	1,00E-06	2,93E-04	2,93E-10	1,06	1,06E-06	2,52E-08
MBtu	2,80E-11	9,32E-10	2,80E-08	9,32E-07	1,00E+06	1	293	2,93E-04	1,06E+06	1,055	0,025202
kWh	9,00E-14	3,18E-12	9,00E-11	3,18E-09	3410	0,00341	1	1,00E-06	3600	0,0036	8,60E-05
GWh	9,00E-08	3,18E-06	9,00E-05	0,00318	3,41E+09	3410	1,00E+06	1	3,60E+09	3600	85,980
kJ	2,50E-17	8,83E-16	2,50E-14	8,83E-13	0,947	9,47E-07	2,78E-04	2,78E-10	1	1,00E-06	2,39E-08
GJ	2,50E-11	8,83E-10	2,50E-08	8,83E-07	9,47E+05	0,947	277,8	2,78E-04	1,00E+06	1	0,02388
TEP	1,05E-09	3,70E-08	1,05E-06	3,70E-05	3,97E+07	39,68	1,16E+04	0,01163	4,19E+07	41,868	1

Tabla 3 / Fuente: Agencia Internacional de la energía¹¹

Si las cantidades de volumen van acompañadas de unidades de tiempo pueden referirse al flujo de gas que se puede extraer, transportar y consumir por ejemplo bcm/año o GWh/día.

¿CÓMO SE COMERCIALIZA?

La cadena desde la extracción hasta el consumo es relativamente sencilla si solo tomamos en cuenta sus elementos principales. Desde los pozos de extracción, el gas se vehicula a la planta de tratamiento, donde se separan algunos componentes del gas natural como el nitrógeno y el dióxido de carbono que dificultarían su transporte y combustión¹². Tras esta operación, y dependiendo del destino final, el gas pasa a una planta de compresión que aumenta su presión para bombearlo hasta el lugar de consumo a través de un gasoducto. Para grandes distancias¹³ o si se carece de la red necesaria de gasoductos, se transporta a una planta de licuefacción, también llamada terminal de exportación, que lo convierte a estado líquido, mediante un costoso procedimiento de criogenización, disminuyendo su temperatura hasta los -162°C y reduciendo su volumen en 600 veces. El gas natural en fase líquida se conoce como gas natural licuado o GNL. El GNL permite transportar mayores cantidades de gas a través de los barcos metaneros. Los metaneros realizan el tránsito marítimo hasta las plantas de regasificación o terminales de importación, que lo devuelven a estado gaseoso. A partir de aquí, éste circula por gasoductos hasta la planta de compresión y de ahí a los consumidores. El gas también se puede almacenar para su posterior consumo (Fernández Durán & González Reyes, 2014).

¹¹ Agencia Internacional de la Energía (2016) http://wds.iea.org/wds/pdf/Gas_documentation.pdf

¹² Energy Information Administration (2006) www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/feature_articles/2006/ngprocess/ngprocess.pdf

¹³ Algunos autores apuntan a 4.000km terrestres y 2.000 submarinos. (Fernández Durán & González Reyes, 2014)



LA CADENA DE SUMINISTRO DEL GAS

EXTRACCIÓN

Explotación convencional y no convencional



Tratamiento GN



Licuefacción, GN a GNL



Transporte transnacional de GNL



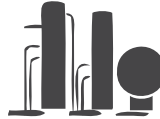
DISTRIBUCIÓN



Distribución local y compresión a GNC



Regasificación GNL a GN



Depósitos de GNL



USO ENERGÍA

Coches y vehículos comerciales ligeros



Calefacción Industria

Pequeñas embarcaciones



Tren



Maquinaria



Barco



Camiones de gran tonelaje

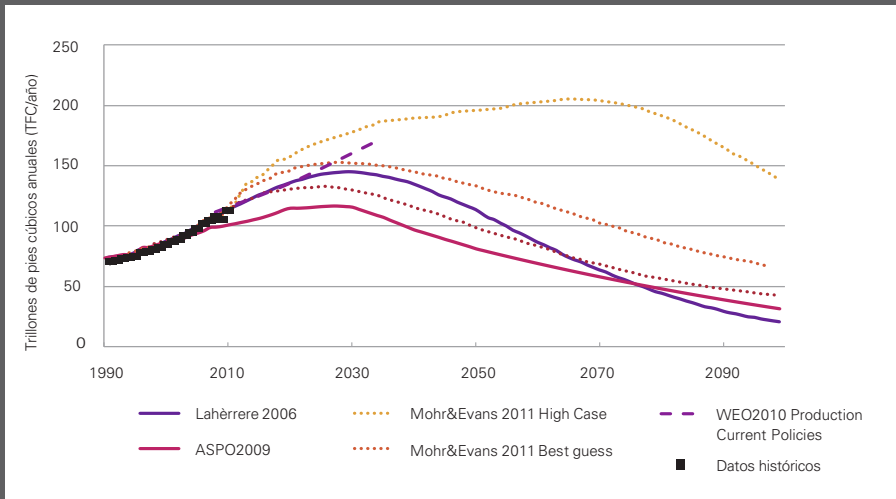
~ 14 ~

Fuente: U.S. Energy Charter Secretariat¹⁴

LOS LÍMITES BIOFÍSICOS

El gas natural es un combustible fósil no renovable. Su uso intensivo y extensivo nos acerca más rápidamente a su pico máximo de extracción, al pico del gas. La mayoría de autores sitúan ese pico alrededor del año 2030, año a partir del cual el descenso en la extracción por causas geológicas será irreversible. Además, la curva de descenso tras el pico se traduce en una mayor volatilidad y tendencia de precios altos del gas, un incremento de la tensión por el control del recurso y, en consecuencia, un mayor impacto negativo sobre las poblaciones más vulnerables.

RESUMEN DE CURVAS DE MÁXIMA EXTRACCIÓN DE GAS (TCF/AÑO)



~ 15 ~

Gráfico 1 / Fuente: The transition towards renewable energies: Physical limits and temporal conditions (Mediavilla, y otros, 2012)





EL GAS NATURAL EN EL PASADO: UN LENTO CRECIMIENTO REGIONAL

El primer pozo de extracción subterránea de gas natural del que se tiene conocimiento se puso en funcionamiento en 1821 en Fredonia, Nueva York, promovido por William Hart. El pozo de poco más de 8 metros de profundidad se conectaba con una rudimentaria canalización de troncos huecos unidos con trapos y alquitrán. Precisamente la dificultad de canalizar y transportar el gas limitó su expansión hasta la Segunda Guerra Mundial. La mejora en las técnicas de procesamiento de metales, de soldadura y de fabricación de tuberías durante la guerra, convirtió la construcción de redes de gasoductos en una actividad económicamente más atractiva¹⁵

Entre finales del siglo XIX y principios del siglo XX, se constituyeron las grandes corporaciones de hidrocarburos. En 1870 nace Standard Oil de John D. Rockefeller. Obligada a dividirse en 4 empresas por las leyes antimonopolio de los EE.UU., se fundan Exxon Mobil y Chevron. Shell se crea en 1907 y poco después British Petroleum (BP). En 1920, el Deutsche Bank ofrece un 25 % de Turkish Petroleum a Francia como compensación por los daños causados por Alemania a la República francesa en la Primera Guerra Mundial. Este suceso fue el embrión de la empresa Total.

Unas décadas más tarde, en 1959, se descubre el yacimiento de Groningen en Holanda y se inicia el verdadero desarrollo gasístico en Europa. Tres años después Holanda empezó a exportar gas a Francia, Bélgica y Alemania. En ese momento, Jan Willem de Pous, ministro holandés de economía, crea una fórmula para fijar un precio de exportación que asegurara los beneficios al país exportador y a la empresa concesionaria. La solución fue encontrar un “valor de referencia”, vinculando el precio del gas al del combustible alternativo por el que podía ser substituido, en ese momento, el petróleo¹⁶.

~ 17 ~

Con el paso del tiempo, esta fórmula se denominó “precio indexado al petróleo”. Este método de indexación permitió a Exxon, Shell y al Estado holandés obtener mejores beneficios que si el precio del gas hubiera estado relacionado con los costes de extracción en el yacimiento de Groningen.

El modelo de De Pous, estableció las bases de los contratos de compra-venta de gas. Los contratos contemplaban períodos de 20–25 años e incorporaron cláusulas de garantía de compra como las *take or pay*, es decir, el comprador debe pagar un volumen mínimo de gas, aunque acabe por no importarlo. El objetivo de este tipo de contratos era establecer “relaciones estables” entre exportadores e importadores. Por un lado, los países exportadores podían desarrollar las infraestructuras necesarias para la exportación, altamente costosas, disminuyendo el riesgo de que quedaran en desuso y, por otro lado, los importadores aseguraban el suministro para su seguridad energética.

15 US. Department of Energy (s.f.) www.fe.doe.gov/education/energylessons/gas/gas_history.html visitado 06/08/16

16 The Global Gas Historical Network (s.f.) www.gashistory.org/Dutch.html visitado 07/08/16



RED DE GASODUCTOS DE RUSIA-UE, 2007



Mapa 3 / Fuente: Samuel Bailey, 2009

~ 20 ~ A pesar de que Reino Unido, Francia, Italia, España y Bélgica instalaron terminales de importación de GNL en sus costas, éste tuvo un lento desarrollo por su elevado coste económico. La red de gasoductos rusos, en cambio, soldó las relaciones gasísticas de Europa Central y del Este con las zonas de extracción de Siberia, y facilitó el aumento de la dependencia de gas ruso.

IMPORTACIONES DESDE URSS – FEDERACIÓN RUSA (BCM)

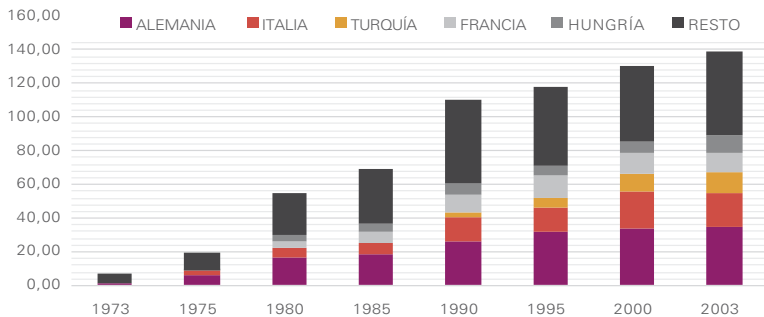


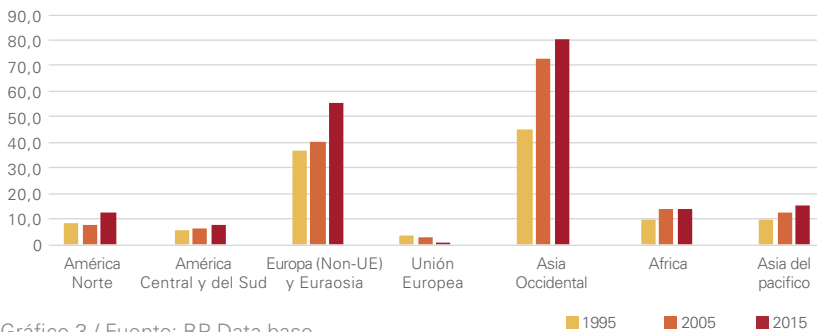
Gráfico 2 / Elaboración propia a partir de datos de (Stern, 2004)

A gas flare with a bright flame against a red background. The flare is a vertical cylindrical structure with a metal railing around its base. The flame is bright yellow and orange, rising from the top of the flare. In the top right corner, there are three vertical yellow bars of varying heights.

EL GAS NATURAL EN LA ACTUALIDAD: UN RÁPIDO CRECIMIENTO GLOBAL

Los indicadores validan la actual aceleración del desarrollo gasístico: la mayoría de regiones en el mundo han descubierto más reservas y producen y consumen más gas, las plantas de licuefacción y los km de megagasoductos se multiplican, y la flota de barcos de GNL aumenta considerablemente. Hay centenares de miles de millones de € invertidos en el desarrollo del sector. La retórica oficial, además, proclama al gas natural como “el combustible de transición” hacia las economías bajas en carbono y el amigo inseparable de las energías renovables, allanando el terreno para su uso extensivo. Las empresas transnacionales de hidrocarburos se benefician directamente de este impulso y apuntalan su hegemonía en el sector de la energía afianzando su cuota de negocio también en el gas natural.

RESERVAS PROBADAS DE GAS (TCM)



~ 22 ~

Gráfico 3 / Fuente: BP Data base

EXTRACCIÓN DE GAS (BCM)

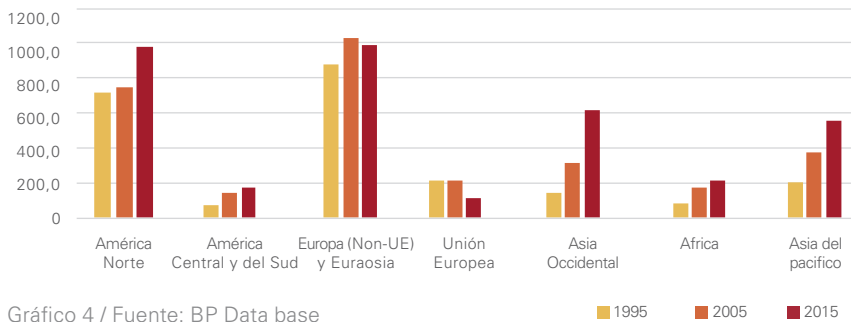


Gráfico 4 / Fuente: BP Data base

CONSUMO DE GAS (BCM)

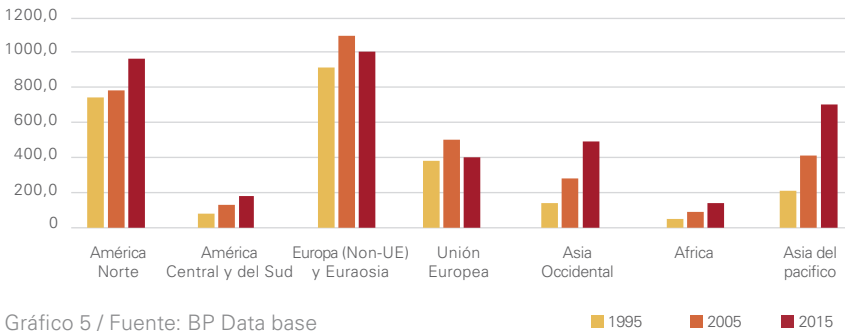


Gráfico 5 / Fuente: BP Data base

En los gráficos se observa que la Unión Europea es la región del mundo con una mayor caída de reservas y de extracción, que Asia Occidental²¹ atesora grandes reservas y que América del Norte, encabezada por los EE.UU., ha aumentado vertiginosamente la extracción en la última década. A grandes rasgos, podemos afirmar que la UE y Asia del Pacífico son regiones importadoras, Asia Occidental y África son exportadoras, y que el resto de regiones conservan cierto equilibrio entre extracción y consumo. Aunque los datos desagregados por país nos ofrecen una realidad ciertamente diferente.

UN NUEVO MAPA DE RELACIONES GASÍSTICAS

Esta última década está llena de hitos que marcan una nueva perspectiva geopolítica para la energía y para el gas natural en particular. La crisis financiera de 2007–08, las llamadas primaveras árabes en Egipto, Libia, Túnez, Yemen y Siria (2010–13); el accidente de Fukushima (2011), el repunte del conflicto del gas entre Ucrania-Rusia (2006 y 2009) y la guerra civil en la exrepública soviética (2014–), el levantamiento de las sanciones a Irán (inicio 2016), el repentino descenso del precio del barril del petróleo (mediados 2014) y el llamado *boom* de los no convencionales en EE.UU.²² (2007–); dibujan un escenario mundial muy diferente al de la década anterior.

Si hacemos un barrido global de los territorios en disputa para la explotación gasística, debemos destacar, sin duda, el Ártico, donde se estima que se encuentra el 13 % de las reservas mundiales de petróleo y el 30 % de las de gas (Aoun, Lojanica, & Mathieu, 2015). Aunque no se prevé una exploración y explotación masiva en el corto plazo, Los *Arctic Five* (Rusia, EE.UU., Canadá, Noruega y Dinamarca) tienen constantes conflictos por la definición de las fronteras de esta región²³.

21 Popularmente conocida como Oriente Medio, denominación criticada por su visión eurocéntrica.

22 El boom de los no convencionales se refiere al fuerte incremento de la extracción de gas de lutitas y de petróleo de roca compacta con la técnica del fracking en los EE.UU. a partir de 2007. https://www.eia.gov/energy_in_brief/article/shale_in_the_united_states.cfm

23 La campaña iniciada por Greenpeace en el año 2012 quiere prevenir la explotación de hidrocarburos y la pesca



TOP-10 EN RESERVAS, EXTRACCIÓN Y CONSUMO DE GAS

RESERVAS 2015	TCM	CRECIMIENTO anual (2006–15)	EXTRACCIÓN 2015	BCM	CRECIMIENTO anual (2006–15)	CONSUMO 2015	BCM	CRECIMIENTO anual (2006–15)
Irán	34,02	2,2 %	EE.UU.	767,3	4,0 %	EE.UU.	778,0	2,3 %
Fed. Rusa	32,27	0,3 %	Fed. Rusa	573,3	-0,3 %	UE	402,1	-2,0 %
Qatar	24,53	-0,4 %	Irán	192,5	6,1 %	Fed. Rusa	391,5	0,0 %
Turkmen.	17,48	32,5 %	Qatar	181,4	12,4 %	China	197,3	15,3 %
EE.UU.	10,44	6,3 %	Canadá	163,5	-1,4 %	Irán	191,2	6,5 %
Ar. Saudí	8,33	2,0 %	China	138,0	9,4 %	Japón	113,4	3,9 %
Em. Árabes	6,09	0,0 %	UE	120,1	-6,0 %	Ar. Saudí	106,4	4,2 %
Venezuela	5,62	2,7 %	Noruega	117,2	2,9 %	Canadá	102,5	0,5 %
Nigeria	5,11	-0,1 %	Ar. Saudí	106,4	3,9 %	México	83,2	3,3 %
Argelia	4,50	0,0 %	Argelia	83,0	-0,7 %	Alemania	74,6	-1,3 %

Tabla 4 /Elaboración propia a partir de datos de BP data base

Nota: el TOP-10 de reservas, extracción y consumo muestra el potencial de las reservas de Irán, el crecimiento de la extracción en EE.UU. y el aumento de la extracción y consumo de China. Todo ello contrasta con la caída de la extracción de la Unión Europea.

~ 24 ~

El Norte de África también es un espacio gasístico relevante. Las reservas de Argelia (4,5 tcm), Egipto (1,8 tcm) y Libia (1,5 tcm)²⁴ son de suma importancia para la Unión Europea²⁵. No obstante, las tres potencias gasísticas se han visto afectadas por diferentes sucesos que han dificultado sus operaciones de extracción y exportación. En febrero de 2013, Argelia sufrió un atentado en las instalaciones de Amena²⁶, perpetrado por Al Qaeda, con el resultado de 40 muertos. Este hecho, sumado al agotamiento de los yacimientos existentes, la falta de inversión para nuevas explotaciones y el incremento del consumo interno, han conllevado una caída sostenida de su capacidad de exportación (Hamouchene & Pérez, 2016). En Libia, la guerra civil de 2011 detuvo temporalmente las exportaciones de gas y, actualmente, su única planta de licuefacción sigue sin operar afectada por los ataques durante la guerra²⁷. En Egipto, el consumo interno se triplicó en el periodo 2000–2012 y la extracción se dedicó a satisfacerlo, descendiendo sensiblemente sus cuotas de exportación²⁸.

industrial insostenible en el Ártico. Greenpeace (s.f.) www.savethearctic.org visitado 19/11/16

24 Base de datos de BP. Estimación para finales de 2014.

25 4 gasoductos conectan el Norte de África con la UE: 3 desde las explotaciones argelinas y uno desde Libia. Se proyecta construir un nuevo gasoducto Argelia-Italia.

26 Statoil (2013) www.statoil.com/en/NewsAndMedia/News/2013/Pages/12Sep_InAmenas_report.aspx

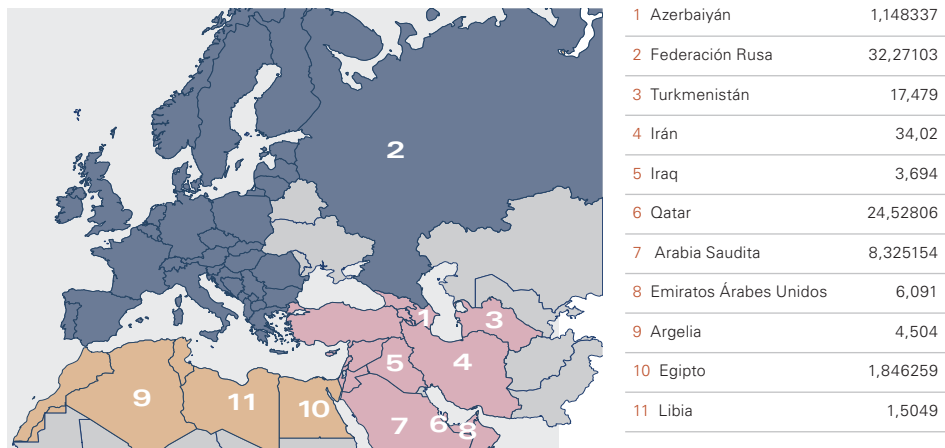
27 U.S. Energy Information Agency (2015) www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=LBY

28 U.S. Energy Information Agency (2015) www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=EGY

En Asia Occidental hay que prestar atención a Irán. El reciente levantamiento de su embargo económico con la firma del “plan conjunto de acción integral”²⁹ abre un nuevo futuro para este gigante gasístico. Irán cuenta con unas reservas estimadas de 34,02 tcm y una mínima exportación de 9 bcm/año a Turquía, Armenia y Azerbaiyán³⁰. Al igual que Egipto, su extracción es para consumo interno, pero la empresa nacional Iranian Gas quiere llegar a cuotas de exportación de 128 bcm/año a medio plazo, cosa que lo situaría como uno de los líderes mundiales del sector. Con este fin, Irán tiene la intención de construir una planta de licuefacción para exportar gas a Europa, vía Turquía, y a la península Arábiga³¹, y gasoductos como el Irán-Pakistán o el Persa.

Más al norte nos encontramos con Turkmenistán. El descubrimiento de nuevas reservas le confiere un potencial exportador destacado y en pugna: tanto la Unión Europea como China quieren establecer vínculos con la república del Asia Central.

CONCENTRACIÓN DE RESERVAS DE GAS NATURAL 2015 (TCM)



~ 25 ~

Mapa 4 / Elaboración propia a partir de datos de BP

Nota: más del 70 % de las reservas mundiales se encuentran en esta región.

Las relaciones gasísticas entre la UE y Rusia también tienen mucha influencia en el mapa global. El estallido de la guerra en Ucrania y la alta dependencia del gas ruso, son factores que han servido como justificación para la orientación de la política energética de la UE. Cabe tomar en cuenta que aproximadamente un 30 % de las importaciones de gas provienen de la Federación Rusa y un 50 % de éstas pasan por Ucrania.

29 U.S. Department of State (2015) www.state.gov/e/eb/tfs/spi/iran/jcpoa/

30 U.S. Energy Information Agency (2015) www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=IRN

31 S&P Global. Platts (2016) www.platts.com/latest-news/natural-gas/london/feature-iran-eyes-major-gas-export-boost-but-26448318



Tanto el lado europeo como el ruso hablan de diversificación. La UE busca nuevos suministradores y proyecta gasoductos como el Corredor Sur del Gas³² para traer gas desde Azerbaiyán (y Turkmenistán) a Italia. Además, pretende intensificar las relaciones ya existentes con el Norte de África, mantener diálogos energéticos de alto nivel con Argelia, EE.UU. y Canadá, dar entrada al GNL desde países como Qatar, Nigeria, Egipto, Libia, Australia, Argelia, EE.UU. y de nuevos exportadores como Angola, Mozambique, Tanzania, Israel, Líbano, Irán e Iraq³³.

La Federación Rusa, a su vez, intenta redireccionar sus negocios gasísticos hacia el este, puesto que el mercado europeo parece saturado, tanto por la caída del consumo del gas tras la crisis financiera, como por la hostil política energética europea. En 2014, *Gazprom*, empresa nacional rusa, firmó un contrato de 30 años con *China National Petroleum Corporation (CNPC)* para el suministro de 38 bcm/año y la construcción del megagasducto *Power of Siberia*³⁴. La inversión total asciende a unos 55.000 millones de \$, aunque hay fuentes que aseguran que la caída del precio del petróleo ha ralentizado los planes del Kremlin³⁵.

Por otro lado, en esta última década no podemos olvidar el surgimiento de nuevos actores por el llamado *boom* de los combustibles no convencionales. Los EE.UU., por ejemplo, han disparado su extracción doméstica de gas de lutitas, pasando en pocos años de tener una contribución casi inexistente, a representar el 40 % de toda la extracción en 2013. Este *boom* ha provocado una caída interna de los precios del gas³⁶ y de las importaciones netas, que se han situado al nivel de 1986³⁷, a la vez que severos daños ambientales y a la salud reportados por numerosas organizaciones³⁸.

~ 26 ~

Para paliar la caída de los precios, EE.UU. quiere situarse a la cabeza de las exportaciones mundiales, aprovechando que poseen la capacidad técnica para hacerlo. Por su situación, los EE.UU. pueden exportar al mercado asiático, con precios más atractivos, o al mercado europeo, menos lucrativo, pero más estratégico para sus objetivos de acabar con la hegemonía rusa del gas en Europa.

Otro hecho relevante en EE.UU. es el alto grado de endeudamiento de las empresas extractoras que acumulan pérdidas multimillonarias tanto por el rápido descenso en los pozos de extracción como por la caída del precio del petróleo³⁹.

32 En inglés conocido como Southern Gas Corridor y anteriormente como Eurocasian Gas Pipeline.

33 Comisión Europea (2016) https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v10-1.pdf

34 Gazprom (s.f.) [www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/built/ykv/visitado 10/08/16](http://www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/built/ykv/visitado%2010/08/16)

35 Reuters (2016) www.reuters.com/article/us-russia-china-gas-exclusive-idUSKCN0UT1LG

36 El precio en 2008 era de 8,86\$/Mbtu y en 2015 2,62\$/Mbtu, una caída del 70 % llegando a precio de la década de los 90. U.S. Energy Information Agency (2016) www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdA.htm

37 Energy Information Agency (2016) www.eia.gov/naturalgas/importsexports/annual/

38 Greenpeace (2014) www.greenpeace.org/usa/global-warming/issues/natural-gas/case-studies/

39 Bloomberg (2015) <https://www.bloomberg.com/news/articles/2015-09-17/an-oklahoma-of-oil-at-risk-as-debt-shackles-u-s-shale-drillers>

En el caso de Australia, el principal incentivo para el desarrollo de las exportaciones del gas fue el contexto post-Fukushima, con Japón a la cabeza de las importaciones de GNL, y con un mercado asiático con una fuerte demanda (Corea del Sur, China, India, etc.). Australia decidió explorar nuevas reservas convencionales y de gas metano de lecho de carbón, y proyectar plantas de exportación. Más del 90 % de las reservas australianas de gas convencional están en la zona marítima del noroeste del país, una zona de gran valor ecológico y con una alta biodiversidad marina. A diferencia del caso de EE.UU., Australia tiene pocas plantas de exportación, los proyectos se encuentran en zonas remotas y no tiene trabajadores especializados, por lo que los costes de las plantas de licuefacción han resultado astronómicos. Por ejemplo, el complejo para la exportación de gas *Gorgon LNG*, situado en el noroeste australiano, ha tenido un coste final de 54.000 millones de dólares (Lee, 2013).

Canadá, por su parte, tiene unas grandes reservas de gas, pero padece problemas similares a Australia: los proyectos están en zonas remotas sin infraestructuras existentes y en territorio de comunidades autóctonas. En Mozambique, la empresa estadounidense Anadarko y la italiana Eni pretendían exportar GNL para 2018–19 pero los planes se van a retrasar por el bajo precio del gas (Maugeri, 2014).

LOS PROYECTOS DE IMPORTACIÓN Y EXPORTACIÓN

Como ya se comentaba en el capítulo anterior, el afán por exportar gas ha conllevado la planificación de un sinfín de proyectos gasísticos. Si consideramos las plantas de licuefacción en construcción, su capacidad va a aumentar prácticamente en un 50 % (286 MTA operativos y 139 MTA en construcción) y estará concentrada en muy pocos países, principalmente EE.UU. y Australia. Si además consideráramos las plantas planeadas y propuestas, la cifra doblaría sobradamente la capacidad actual. Sin embargo, hay que tomar los proyectos que no han entrado en fase constructiva con cautela puesto que compiten entre ellos por una porción en el mercado global del GNL y no todos conseguirán la licencia necesaria o la inversión multimillonaria. La actual caída del precio del petróleo también tiene una afectación directa en el interés de los inversores por este tipo de infraestructuras que se proyectaron en un momento de precios al alza.

Las plantas de regasificación, por su lado, tienen un crecimiento moderado (1499 MTA operativos y 144 MTA en construcción) y sigue existiendo una fuerte asimetría a nivel global entre la capacidad de exportación y la de importación de GNL. Las cifras arrojan, además, que la flota de barcos metaneros aumentará en un 25 % en unos años⁴⁰.

40 Según *IGU World Gas LNG Report — 2016 Edition* en la actualidad existen 614 metaneros operativos y 150 en construcción.



CAPACIDAD PLANTAS DE LICUEFACCIÓN 2015 (TONELADAS POR AÑO - MTPA)

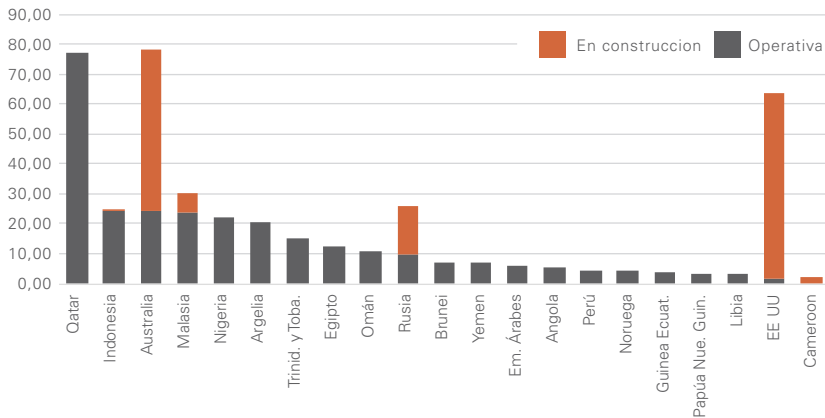


Gráfico 6 / Elaboración propia a partir de (International Gas Union, 2016)

CAPACIDAD DE PLANTAS DE REGASIFICACIÓN 2015 (TONELADAS POR AÑO - MTPA)

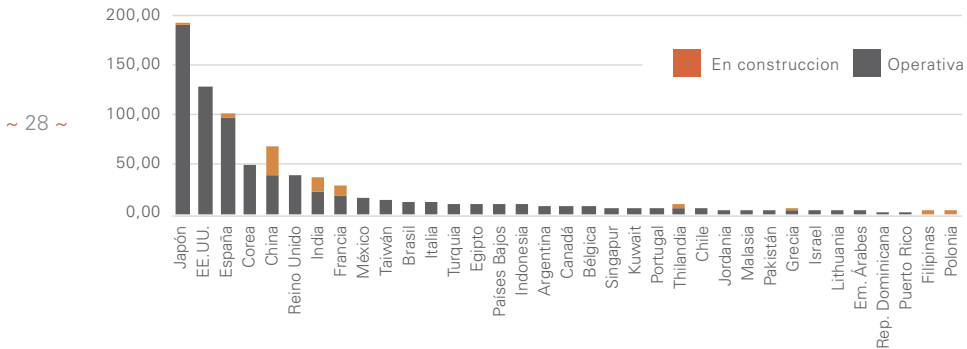


Gráfico 7 / Elaboración propia a partir de (International Gas Union, 2016)

El GNL supuso un 9,8 % del total de suministro de gas en 2015 (International Gas Union, 2016), este gran impulso lo puede situar en una nueva posición. El GNL además, dibuja un nuevo mapa de relaciones gasísticas con más países compitiendo por una posición en el mercado global del gas y con mayor flexibilidad que los gasoductos.

El aumento del GNL no va en detrimento del número de grandes gasoductos proyectados. Los megagasoductos son auténticos corredores de relaciones entre territorios que van más allá de lo energético, pero resulta ciertamente difícil encontrar información sobre sus características técnicas y su avance. La siguiente tabla resume los gasoductos internacionales más importantes:

MEGAGASODUCTOS TRANSNACIONALES PROYECTADOS

GASODUCTO /PAÍSES	LONGITUD Y CAPACIDAD	ESTADO	COMPAÑÍAS
Los Ramones US-México	1160 km 22 bcm	Fase I operativa fase II en construcción (operativa en 2016) ⁴²	Gasoducto del Nordeste (Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), empresa de Pemex, + Ienoca (Sempra Mexico) > Fase I; Gasoductos de Chihuahua, empresa de PGPB > Fase I; MGI Supply > Fase I; SunGard > Fase I; GDF Suez + Pemex > Fase II; TAG Pipeline, parte de Pemex > Fase II
Power of Siberia China-Rusia	3944 km 38 bcm	En construcción. Operativa a finales de 2018 ⁴³	Gazprom China National Petroleum Corporation (CNPC)
TAPI Turkmenistán-Afganistán-Pakistán-India	1420 km 33 bcm	En construcción. Operativa a finales de 2019 ⁴⁴	Turkmengaz; GAIL India ISGS > Pakistan; Afghan Gas Enterprise (AGE)
Irán-Pakistán	2775 km 40 bcm	En construcción. Operativa a finales de 2017 ⁴⁵	National Iranian Gas Company > Irán Khatam al-Anbia (subcontrata) > Irán Sui Northern Gas Pipeline Limited + Sui Southern Gas Company Limited (consorcio) > Pakistán
Gasoducto Persa Irán-Turquía-Europa	3300 km 37 bcm	No se encuentra información sobre su desarrollo ⁴⁶	National Iranian Gas Export Company (NIGEC) Turkey's Som Petrol; Opción 1: Compañía iraní + Compañía extranjera (consorcio); Opción 2: 2 compañías iraníes + 2 compañías extranjeras; Frontera Irán-Turquía: joint company Frontera Turquía-Grecia: joint company
Trans-Saharan Pipeline Nigeria-Argelia	4128 km 30 bcm	En espera ⁴⁷	Nigerian National Petroleum Corporation Sonatrach > Algeria; Posibles colaboradores si aportan soporte técnico y no únicamente financiero Gazprom, GAIL India, Total, Eni, Royal Dutch Shell
Nord Stream 2 Rusia-Alemania	1200x2 km 27,5x2 bcm	En planificación ⁴⁸	Gazprom > Shareholder (100%); OMW > Supporter Shell > Supporter; Wintershall (BASF Gruppe) > Supporter ENGIE > Supporter
Corredor Sur del Gas Azerbaiyán y Turkmenistán-Italia	3500 km 10-32 bcm	Operativo en 2019 ⁴⁹	BP (Reino Unido), SOCAR (Azerbaijan), Lukoil (Rusia), Snam (Italia), BOTAS y TPAO (Turquía), Fluxys (Bélgica), Enagás (España), Total (Francia), Naftiran Intertrade (Irán), Petronas (Malasia) and Axpo (Suiza).
Galsi Argelia-Italia	288 km 7,6 bcm	Operativo en 2019 ⁵⁰	Sonatrach (Algeria), Edison (Italia), Enel (Italia), Sfers (Italia), Hera Trading (Italia)
Turkish stream Rusia-Turquía	900 km 31,5 bcm	51	Gazprom – Joint company que pertenecerá a una compañía turca en el tramo del gasoducto que pasa por tierra
South Stream Rusia-Bulgaria-Serbia-Hungría-Eslovaquia-Eslovenia-Austria	2380 km 63 bcm	Cancelado en 2014 ⁵²	South Stream Transport AG (joint venture) > 16 septiembre 2011. Gazprom (50%); Eni (20%); Électricité de France (15%); Wintershall (BASF Gruppe) (15%)

~ 29 ~

Tabla 5 / Elaboración propia

- 41 Business News Americas (s.f.) www.bnamericas.com/project-profile/en/ducto-de-transporte-de-gas-natural-los-ramones-fase-i-los-ramones-fase-i visitado 01/12/16
- 42 Business News Americas (s.f.) www.bnamericas.com/project-profile/en/ducto-de-transporte-de-gas-natural-los-ramones-fase-ii-norte-los-ramones-fase-ii-norte visitado 01/12/16
- 43 Gazprom (s.f.) www.gazprom.com/about/production/projects/pipelines/built/ykv/ visitado 01/12/16
- 44 Asian Development Bank (s.f.) www.adb.org/projects/44463-013/main#project-overview visitado 01/12/16
- 45 Asian Development Bank (s.f.) www.adb.org/projects/44463-013/main#project-overview visitado 01/12/16
- 46 European Autumn Gas Conference (2015) www.theeagc.com/wp-content/uploads/2015/11/Ramazani-Azizollah_APP2.pdf
- 47 OECD (2014) www.oecd.org/swac/maps/02-Transsaharan%20gas%20pipeline.pdf
- 48 Nord Stream 2 (2016) www.nord-stream2.com/media-info/news/
- 49 Comisión Europea (2016) https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_7_1_1_en_2015.pdf
- 50 Comisión Europea (2016) https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_5_20_en_2015.pdf
- 51 TurkStream (2016) <http://turkstream.info/project/>
- 52 South Stream (2016) www.south-stream-transport.com/



Tanto los proyectos de explotación de gas como las licuefactoras, regasificadoras, barcos de GNL y los grandes gasoductos, tiene muchos riesgos asociados: 1) las multimillonarias inversiones en infraestructuras se sostienen en proyecciones futuras de consumo intencionadamente optimistas, 2) la mayoría de estas inversiones están sustentadas por fondos y/o garantías que transfieren el riesgo a la esfera pública, 3) Si toda la capacidad proyectada entrara en funcionamiento provocaría una caída del precio del gas y llevaría a la catástrofe climática y 4) la vida de estas infraestructuras se calcula entre 40–50 años y el pico del gas es anterior a ese periodo, por tanto, muchas de ellas quedarían en desuso.

PROYECCIONES “OPTIMISTAS” DE CONSUMO EN LA UE

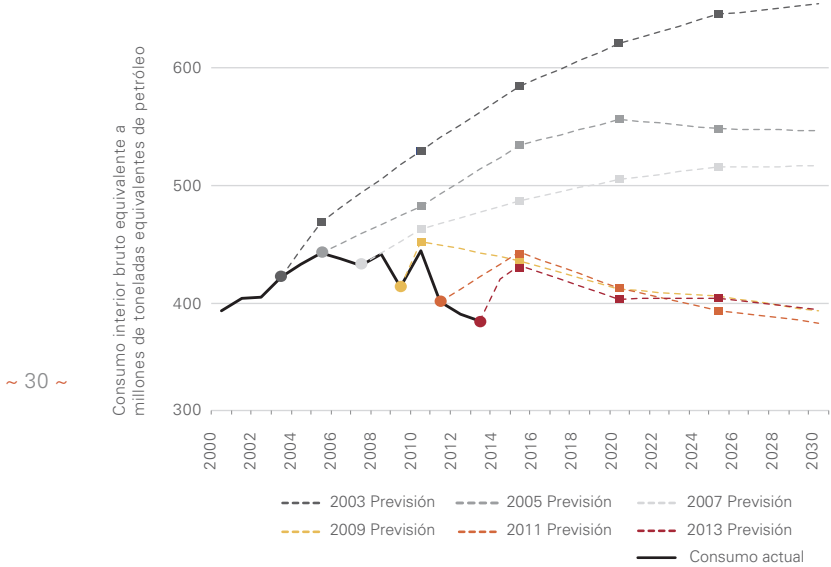


Gráfico 8 / Fuente: (European Court of Auditors, 2015)

Nota del gráfico original: Todas las proyecciones son para el consumo de la UE-27 en intervalos de 5 años (2005, 2010, 2015, etc.).

LA RECIENTE CAÍDA DEL PRECIO DEL PETRÓLEO

El fuerte vínculo entre la explotación de gas y petróleo y la formación de precios indexados de gas respecto al petróleo, hacen que la caída del precio del petróleo afecte al mundo del gas natural.

CORRELACIÓN ENTRE PRECIOS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

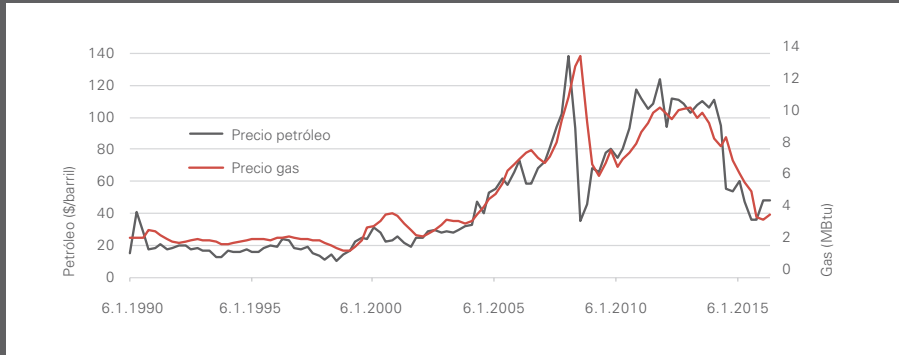


Gráfico 9 / Fuente: IMF Cross Country Macroeconomics Statistics

De manera general, los períodos de precios altos del petróleo, provocan un auge inicial en la explotación del recurso, pero terminan por poner freno al crecimiento económico global y los períodos de precios bajos, acaban con la exploración y explotación. La mayoría de grandes infraestructuras gasísticas se proyectaron en una época (2010–14) con precios estables al alza de petróleo y gas. Con los actuales precios, los inversores no ven con tan buenos ojos la ganancia futura de la industria de hidrocarburos. Esto puede provocar una ralentización en la construcción de las costosas plantas de licuefacción, regasificación y los megagasoductos, a la vez que los que ya están en la fase constructiva, pueden padecer severos problemas para rentabilizar su inversión. Además, cabe analizar las garantías públicas de estos proyectos porque pueden derivar en deudas ilegítimas⁵³ que, en última instancia, asuma la ciudadanía.

~ 31 ~

LAS GRANDES EMPRESAS DE HIDROCARBUROS

Las grandes corporaciones de hidrocarburos son uno de los mayores conglomerados empresariales. Aunque la caída del precio del petróleo ha impactado fuertemente en su cuenta de ingresos, su volumen de negocio y su capacidad de influencia son decisivas

53 Plataforma Auditoría Ciudadana de la Deuda (s.f.) www.dropbox.com/s/1pla1din3znkbkz/Definicion%20Deuda%20ilegitima.pdf Visitado 18/11/16



para el futuro de la energía. Generalmente, explotan petróleo y gas, aunque algunas están especializadas en gas natural.

CORPORACIONES MUNDIALES DE HIDROCARBUROS SEGÚN INGRESOS EN 2015

RANKING	CORPORACIÓN	PAÍS	INGRESOS 2015 (MILLO.DE \$)	CRECIMIENTO EN INGRESOS 2015 (%)
3	China National	China	299.000	-30,2
4	Sinopec Group	China	294.000	-34,1
5	Royal Dutch Shell	Países Bajos / Reino Unido	272.000	-36,9
6	Exxon Mobil	EE.UU.	246.000	-35,6
10	BP	Reino Unido	223.000	-37
24	Total	Francia	143.000	-32,4
31	Chevron	EE.UU.	131.000	-35,7

Tabla 6 / Elaboración propia a partir de Fortune.com

Nota: Ranking respecto a las empresas de todos los sectores.

CORPORACIONES EUROPEAS DE HIDROCARBUROS SEGÚN INGRESOS EN 2014

~ 32 ~

RANKING	CORPORACIÓN	PAÍS	INGRESOS 2014 (MILLONES DE \$)
1	Royal Dutch Shell	Países Bajos y Reino Unido	484.489
2	BP	Reino Unido	386.463
3	Total	Francia	231.580
6	Gazprom	Rusia	157.830
8	Eni	Italia	153.676
16	Statoil	Noruega	119.561
21	Lukoil	Rusia	111.433
37	Repsol	España	81.122
49	Rosneft	Rusia	65.093
78	OMV	Austria	47.349

Tabla 7 / Elaboración propia a partir de Fortune.com

Nota: Ranking respecto a las empresas de todos los sectores.

El despliegue territorial de las grandes corporaciones de hidrocarburos tiene un alcance global. Royal Dutch Shell opera en más de 70 países⁵⁴. British Petroleum también actúa en más de 70 países y aumentó la superficie de exploración en 8.000 km² en 2015⁵⁵. Total está presente en 130 países y posee una plantilla superior a 100.000 empleados⁵⁶. Gazprom tiene el 17 % de las reservas mundiales de gas y suministra a más de 30 países⁵⁷.

El poder que acumulan estas empresas se hace efectivo a través de mecanismos múltiples de influencia directa e indirecta. Por un lado, los llamados *lobbies*, grupos de presión conformados por corporaciones del sector que buscan influir en los espacios de decisión institucional para que estos fallen a favor de sus intereses.

El mayor *lobby* europeo de gas es GasNaturally, con 7 entidades principales que tienen miembros como Shell, Eni, E.on, Statoil, BP, Exxon, Chevron, Gazprom Alemania, Fluxys, Enagas y más de un centenar de empresas.

La visión de GasNaturally es: “En nuestra visión, el gas natural ayuda a hacer real un futuro limpio. Reemplaza otros combustibles intensivos en emisiones de CO₂ y trabaja codo a codo con las renovables para construir un futuro de energía limpia.”⁵⁸



~ 33 ~

Dos de las mayores organizaciones europeas de renovables, la Asociación Europea de Energía Eólica (EWEA por sus siglas en inglés) y la Asociación Europea de la Industria Fotovoltaica, han ido asumiendo esta visión a través de la posición dominante que han tomado Total, Iberdrola, E.on y Enel en sus juntas directivas y por los encuentros regulares con GasNaturally⁵⁹.

54 www.shell.com/about-us/who-we-are.html

55 BP (2016) www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/bp-at-a-glance.html

56 Total (2016) www.total.com/en/energy-expertise/exploration-production/oil-gas

57 Gazprom (2016) www.gazprom.com/about/production/reserves/

58 Gas Naturally (s.f.) www.gasnaturally.eu/about-gasnaturally/our-vision visitado 06/12/16

59 The Guardian (2015) www.theguardian.com/environment/2015/jan/22/fossil-fuel-firms-accused-renewable-lobby-takeover-push-gas



Por otro lado, el fenómeno de las puertas giratorias también es una vía para anteponer los intereses corporativos. Casos como el de Marcus Lippod, que trabajó en ExxonMobil y luego fue responsable de cooperación con la OPEP para la Dirección General de Energía de la UE; o el Europarlamentario Chris Davies, que cumplió su función pública por 15 años y que desde su propia “consultoría” ambiental trabaja con FleishmanHillard, el gran *lobby* que representa a todas las grandes compañías de hidrocarburos. También forma parte de este fenómeno el español Joaquín Almunia, que fue Comisario de Competencia de la Comisión Europea y luego formó parte del comité científico del informe “Construyendo la Unión de la Energía para estimular el crecimiento en Europa” financiado por Enel; y Nathalie Tocci, que compagina sus tareas de asesora en la Comisión con la junta de la empresa Edison, parte del gigante energético EDF⁶⁰. Y, por supuesto, Arias Cañete Comisionario de Energía y Acción Climática, conocido por su participación en empresas petroleras como Petrolífera Dúcar SL and Petrologis Canarias SL.⁶¹

Los lobbies y las puertas giratorias son prácticas legales, aunque poco legítimas, a las que se les debe sumar los numerosos casos de corrupción en el sector, como sobornos, malversación de fondos⁶² y un largo etcétera de prácticas delictivas. (Pérez, 2014)

DESMANTELANDO EL PODER CORPORATIVO⁶³

Diferentes grupos y organizaciones de la sociedad civil han conformado una campaña global para denunciar el abuso del poder corporativo, que a través de su influencia y de un marco normativo asimétrico que lo protege, lleva a cabo sus actividades con impunidad. La campaña propone un Tratado Internacional de los Pueblos que recoge en un marco político con elementos destinados a apoyar a los movimientos locales, nacionales e internacionales, así como a las comunidades, en su resistencia, y en la puesta en práctica de alternativas al poder de las transnacionales y al modelo económico dominante. Asimismo, la campaña participa en una legislación vinculante a nivel de las Naciones Unidas que regule las operaciones de las transnacionales, detenga las violaciones de los derechos humanos y ponga fin a la impunidad, asegurando el acceso a la justicia a las comunidades afectadas.

~ 34 ~

60 Corporate Europe Observatory (2015) <https://corporateeurope.org/revolving-doors/2015/11/brussels-big-energy-and-revolving-doors-hothouse-climate-change#annex>

61 Corporate Europe Observatory (2014) <https://corporateeurope.org/power-lobbies/2014/09/many-business-dealings-commissioner-designate-miguel-arias-canete>

62 Transparencia Internacional (2016) www.transparency.org/topic/detail/oil_and_gas

63 Campaña Stop Corporate Impunity www.stopcorporateimpunity.org/

IV

**EL GAS NATURAL
EN EUROPA**



DATOS SOBRE EL GAS EN EUROPA

Podemos afirmar que gran parte de la política gasística europea está sustentada en datos e indicadores que pueden ser leídos de formas muy distintas, según su intencionalidad. La interpretación de los datos deriva finalmente en la proyección de infraestructuras, la movilización de fondos públicos, la relación con países exportadores, y un largo etcétera.

El presente capítulo pretende mostrar algunas de estas distintas lecturas, y hasta contradictorias, dada la importancia de las conclusiones que extraen diferentes actores del análisis de datos. Además, servirá de sustento cuantitativo de posteriores capítulos.

CONSUMO Consumo en 2014: 327,5 bcm

CONSUMO DE GAS EN LA UE-28 (BCM)

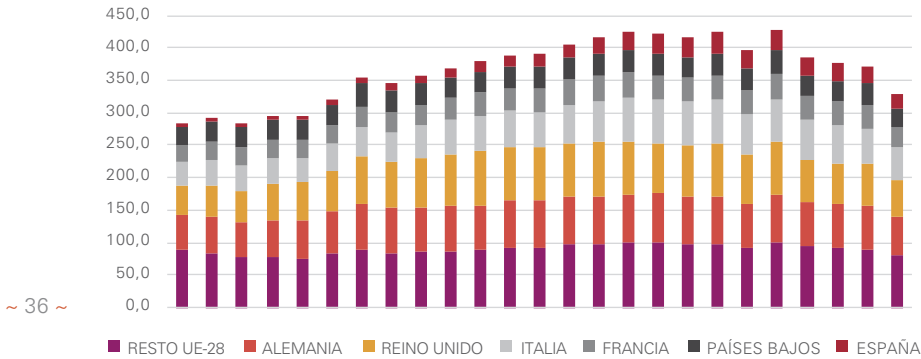


Gráfico 10 / Elaboración propia a partir de datos de Eurostat

El consumo de gas en la UE-28 ha aumentado de manera sostenida (+3 % anual) en el periodo 1990–2005, y tras unos años sin crecimiento, ha sufrido un descenso (un 23 % entre 2010 y 2014) situándose a niveles del año 1995, debido, principalmente, a los efectos de la crisis financiera. Desde entonces, el consumo de gas ha estado aumentando nuevamente⁶⁴.

Cabe destacar que cuando hablamos de “consumo de la UE-28”, éste viene altamente condicionado por 6 países que suman tres cuartas partes del consumo total: Alemania (18 %), Reino Unido (17 %), Italia (15 %), Francia (10 %), Países Bajos (8 %) y España (7 %). Como veremos más adelante, el grupo de TOP-6 también es el de los máximos importadores.

64 Importante: Los gráficos de este capítulo no muestran el aumento en el consumo de gas en la UE en los últimos años, ya que la investigación para este folleto se realizó ya en 2016. Nos disculpamos por esto. Véase: Eurostat (2018) http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_103a&lang=en.

El análisis por sectores refleja que el sector residencial fue el mayor consumidor en 2014 con un 30 %. La generación eléctrica de gas, que lideró el crecimiento del consumo triplicándolo en dos décadas (1990–2010, +286 %), ha caído a los niveles de 1998. Las principales causas han sido el descenso de la demanda eléctrica debido a la crisis financiera, el incremento en la generación renovable⁶⁵ y el bajo precio del carbón, que relegó a las centrales de gas a cubrir los picos de demanda⁶⁶.

ENERGIA FINAL CONSUMIDA POR SECTOR EN LA UE-28 (BCM)

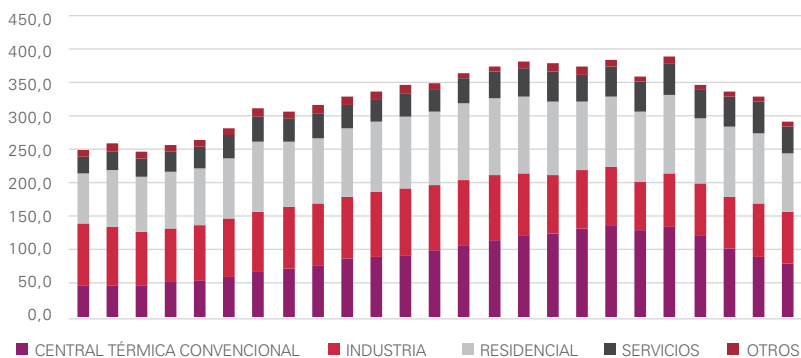


Gráfico 11 / Elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

USO DEL GAS POR SECTORES EN UE-28 (2014)

~ 37 ~

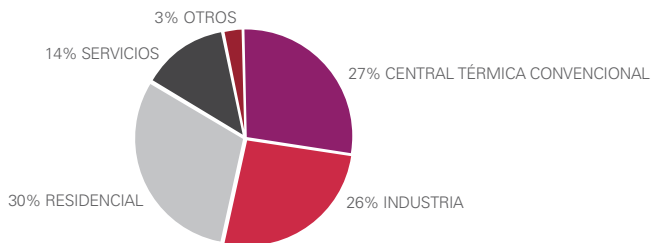


Gráfico 12 / Elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

La importancia del sector residencial acentúa el fenómeno de la estacionalidad, en otras palabras, la demanda de gas natural sufre fuertes variaciones según la época del año, debido, mayoritariamente, a su relación con el confort térmico de los hogares en invierno.⁶⁷

65 E3G (2015) www.e3g.org/docs/E3G_Trends_EU_Gas_Demand_June2015_Final_110615.pdf

66 Timera Energy (2015) www.timera-energy.com/gas-vs-coal-switching-in-continental-power-markets/

67 E3G (2015) www.e3g.org/docs/E3G_Trends_EU_Gas_Demand_June2015_Final_110615.pdf



ESTACIONALIDAD DEL GAS Y DEL PETRÓLEO EN LA UE-28 (TERAJOULES Y MILES DE TONELADAS)

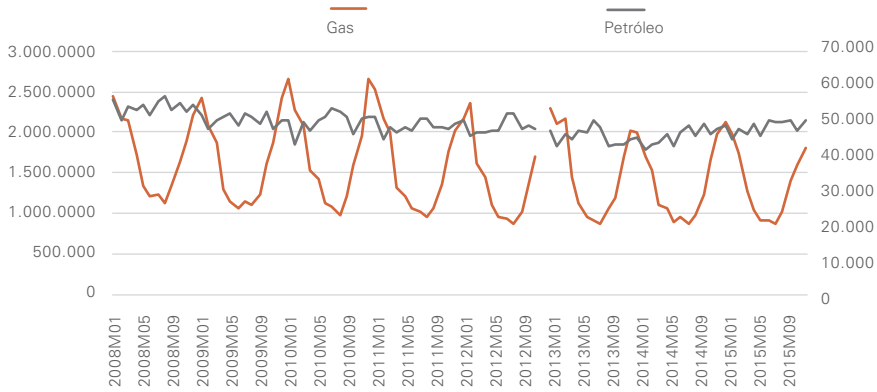


Gráfico 13 / Elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

Nota: el gráfico muestra las oscilaciones del consumo del gas y del petróleo por meses del 2008 al 2015. Mientras que, para el petróleo, la diferencia entre el mes de mayor y menor consumo es poco más del 20 % para el gas natural la variación entre el mes valle y el mes piso asciende al 150 %.

La estacionalidad del gas se ha utilizado para justificar un cierto grado de sobredimensionamiento de las infraestructuras gasísticas asegurando que éstas debían tener la capacidad suficiente para cubrir los picos de consumo, sin embargo, el hecho de que la estacionalidad esté fuertemente vinculada al sector residencial ofrece una gran oportunidad de actuar sobre la demanda, por ejemplo, mejorando la eficiencia energética en los edificios y el autoconsumo renovable (Fell, 2014).

EXTRACCIÓN Extracción en 2014: 111,8 bcm

El territorio de la Unión Europea no se caracteriza por ser rico en hidrocarburos. Para el caso del gas natural, los yacimientos históricos padecen un sensible declive productivo. En el 2014 la extracción en la UE fue un 30 % más baja que en 1990. En la década de los noventa, la extracción doméstica suponía más del 50 % del consumo, pero el porcentaje ha ido cayendo hasta el 34 % actual, debido al incremento del consumo en la década del 2000 y, sobretudo, a la caída de la extracción en los últimos años.

En la actualidad, Holanda y Reino Unido extraen más del 70% del gas de la UE, aunque tienen perfiles bien distintos. En los Países Bajos, el yacimiento de gas de Groningen se ha mantenido estable durante mucho tiempo. Debido a los frecuentes terremotos provocados por la producción de gas, el gobierno ha decidido reducir la producción de gas en un 60%

en 2018, en comparación con 2014.⁶⁸ En el Reino Unido, el agotamiento de los yacimientos del Mar del Norte ha provocado su particular pico del gas, que ha conllevado un imparable descenso de la extracción hasta niveles por debajo de 1990.

EXTRACCIÓN RESPECTO AL CONSUMO DE GAS NATURAL EN LA UE-28 (BCM)

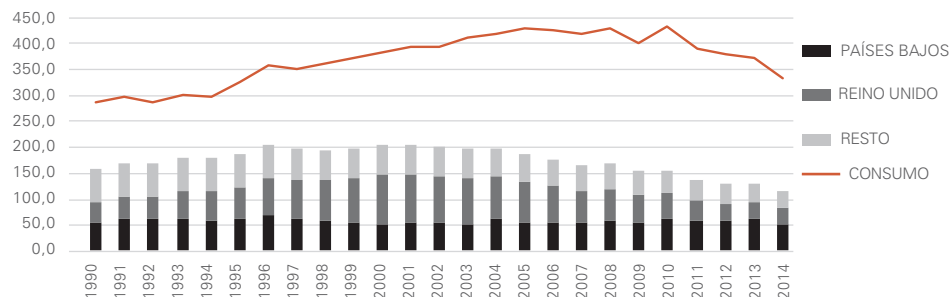


Gráfico 14 / Elaboración propia a partir de datos de Eurostat

IMPORTACIONES Importaciones en 2014: 284,5 bcm

La caída de la extracción y el aumento de consumo, han provocado que las importaciones de gas natural en la UE hayan crecido substancialmente en las últimas décadas. La mayoría de estas importaciones (85% en 2014) se realizan a través de la red de gasoductos y solamente una pequeña fracción es GNL, pese a que la UE tiene una gran capacidad instalada de terminales de importación.

~ 39 ~

IMPORTACIONES UE (BCM)

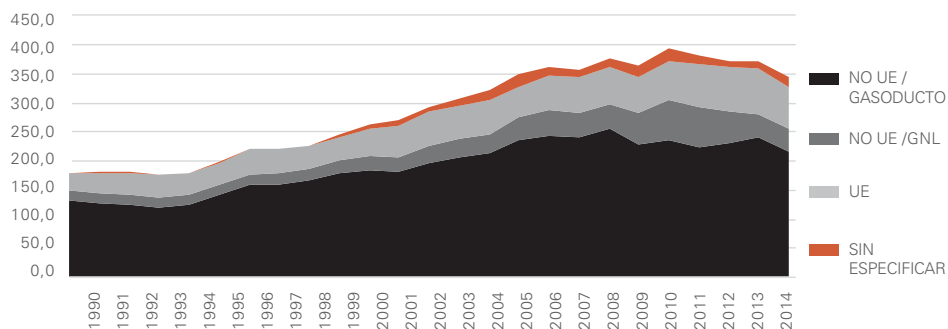


Gráfico 15 / Elaboración propia a partir de datos de Eurostat

68 Reuters 2018. <https://www.reuters.com/article/netherlands-gas-groningen/update-3-dutch-aim-for-major-cut-in-gas-production-at-earthquake-prone-groningen-field-idUSL8N1PR2JO>



El mismo TOP-6 importa más del 80 % del total de volumen de gas. En 2014, Alemania importó el 20 %, Italia el 16 %, Reino Unido el 13 %, España el 12 %, Francia el 12 % y Países Bajos un 8 %.

En el lado de los exportadores de gas a la UE-28 nos encontramos con un histórico conformado por tres países: Federación Rusa, Noruega y Argelia, junto a la reciente incorporación de Qatar, el mayor exportador de GNL del mundo. Entre los cuatro acaparan prácticamente el 90 % de las exportaciones a territorio comunitario.

PAÍSES SUMINISTRADORES DE LA UE (BCM)

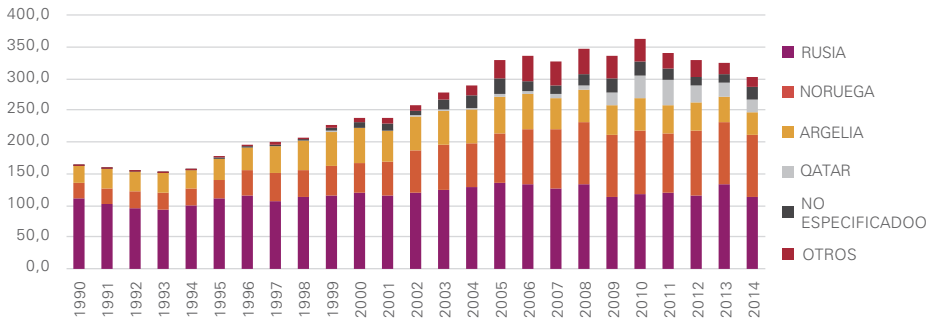


Gráfico 16 / Elaboración propia a partir de datos de Eurostat

~ 40 ~

En el periodo de 1990–2014 países como Egipto, Uzbekistán y Turkmenistán han participado en el suministro de gas a la UE, pero quienes parecen haberse consolidado en los últimos años son, sin duda, Qatar, y en menor medida, Trinidad y Tobago y Nigeria.

SUMINISTRADORES DE GAS 2014

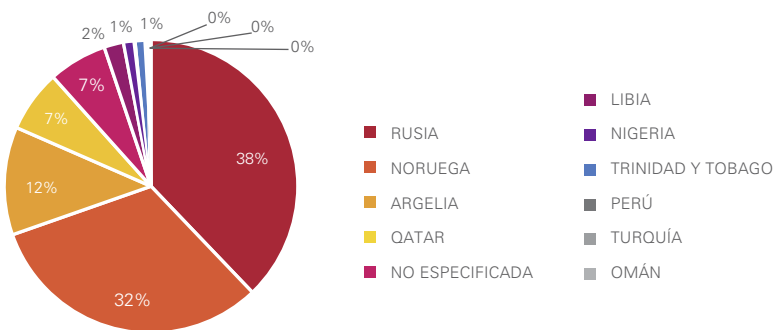


Gráfico 17 / Elaboración propia a partir de datos de Eurostat

EXPORTACIONES Y REEXPORTACIONES

Las exportaciones de gas de la UE a países fuera de los Estados Miembros no parecen relevantes por su volumen (10,7 bcm, año 2014) pero si analizamos los datos desagregados se observa que países como el Estado español exporta gas a Japón, Corea del Sur, Brasil, China, Kuwait, India, Turquía y Taipéi, sin tener extracción propia. Estas maniobras de reexportación, es decir, un país importa gas y luego lo reexporta a un tercero, ascendieron a 4,98 bcm en 2014. La reexportación puede tener varios motivos, por ejemplo, la oportunidad de revender gas a buen precio en el mercado asiático en un momento de caída del consumo interno. Pero también puede ser consecuencia de una planificación optimista – léase interesada y/o pésima – que junto a los contratos de importación con cláusulas *take or pay*⁶⁹, obliga a las empresas a “colocar” el gas en algún lugar del mundo. Los contratos son confidenciales y no se puede analizar si el precio de reventa es superior o inferior al de compra.

Algunas publicaciones del sector energético sitúan la reexportación como una opción de negocio cuando en realidad es un claro fallo del sistema con graves consecuencias climáticas (ver capítulo 6)

DEPENDENCIA GASÍSTICA

La dependencia energética⁷⁰ es un indicador que se define como:

$$\frac{\text{Importaciones-Exportaciones}}{\text{Consumo interior bruto} + \text{Almacenes marinos internacionales}}$$

~ 41 ~

Este indicador mide la dependencia de las importaciones, puesto que, si el consumo interior bruto procede de la extracción propia, la dependencia disminuye. Es decir, deberíamos llamarla dependencia energética del exterior.

69 Europa Press (2015) www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-espana-fue-pais-mayor-volumen-gnl-reexportado-mundo-2014-20150625124927.html

70 El consumo bruto terrestre se define como la cantidad de energía necesaria para satisfacer un área geográfica determinada. Los almacenes marítimos internacionales son las cantidades de combustibles suministrados a los barcos de navegación internacional. Suministran principalmente petróleo y otros derivados pero para el caso del gas en Europa su valor es siempre cero.



DEPENDENCIA DE LAS IMPORTACIONES DE GAS (%)

	1990	1995	2000	2005	2010	2014
Eslovaquia	105,2	86,8	98,8	97,5	99,9	104,8
Lituania	100	100	100	100,7	99,7	103,8
Francia	93,6	93	100	99,3	93	103,6
España	70,3	96,5	101,1	101,2	99,3	103,5
Bélgica	100,6	98,2	99,3	100,6	98,8	101,2
Estonia	100	100	100	100	100	100
Portugal	0	0	98,1	103,8	100,4	100
Finlandia	99,8	100	100	100	100	99,9
Eslovenia	94,8	100,6	99,3	99,6	99,3	99,6
Luxemburgo	100	100	100	100	100	99,5
Grecia	0	0	99,1	99,1	99,9	99,3
Suecia	93,8	94,9	95,1	95,1	98,8	99,1
Hungría	58	60,3	75,4	81,1	78,7	97,7
Austria	85,4	84,8	80,6	87,7	75,3	96,8
Irlanda	0	3,6	72,1	86,7	95,5	96,5
República Checa	91	98	99,8	97,8	84,8	96,3
Bulgaria	100,6	99,5	93,5	87,7	92,6	94,1
Alemania	75,4	78,6	79,1	79,6	81,2	89,8
Italia	64,6	63,6	81,1	84,7	90,5	89,7
Letonia	107,6	99	101,9	105,6	61,8	72,1
Polonia	75,4	64,6	66,3	69,7	69,3	72
Reino Unido	13,1	1	-10,7	7	37,9	45
Croacia	26,2	11,6	41	23,7	18,1	28,6
Rumanía	20,6	24,9	19,8	30,1	16,8	5
Dinamarca	-50	-46,7	-64,6	-113,5	-68,1	-46,4
Países Bajos	-77,2	-76,4	-49,1	-59,3	-61,6	-73,1
Chipre	-	-	-	-	-	-
Malta	-	-	-	-	-	-
UE28	45,5	43,3	48,8	57,1	62,2	67,4

Tabla 8 / Elaboración propia a partir de datos de Eurostat

En la UE, se observa que la dependencia exterior del gas ha aumentado sensiblemente desde 1990 (+21,9 %) debido, principalmente, al crecimiento en el consumo y a la caída de la extracción doméstica. Más de la mitad de los Estados Miembros tienen una dependencia por encima del 90 % y algunos países incluso superan el 100 % porque se han aprovisionado de gas durante el año para consumos futuros. Solamente Dinamarca y

Países Bajos se pueden considerar en la actualidad exportadores netos y por ello tienen una dependencia negativa. El único país que ha sufrido un cambio de tendencia resaltable es el Reino Unido, que ha pasado de exportador neto (-10,7 %) a importador (+45 %) con un incremento de la dependencia exterior del 55,7 % en tan solo 14 años.

Si nos fijamos solamente en el TOP-6 de consumidores e importadores, vemos que, con la excepción de Países Bajos, la tendencia es a un aumento de la dependencia exterior, situándose ésta por encima de la media europea.

IMPORTACIONES ALEMANIA (BCM)

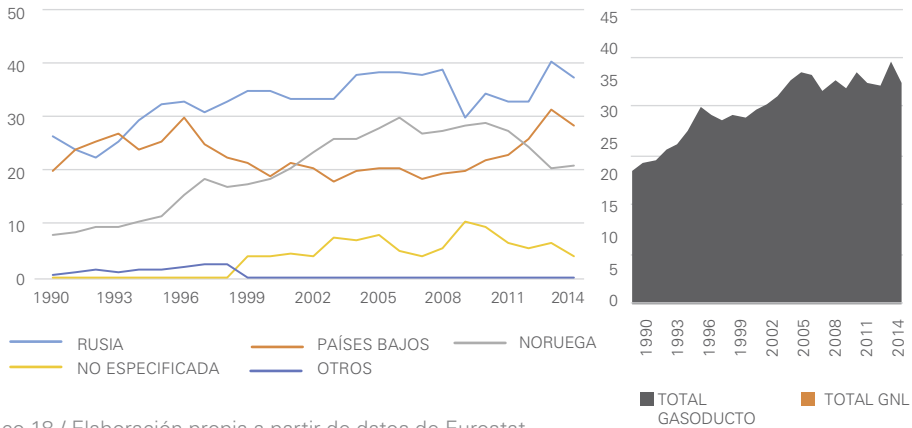


Gráfico 18 / Elaboración propia a partir de datos de Eurostat

IMPORTACIONES ESPAÑA (BCM)

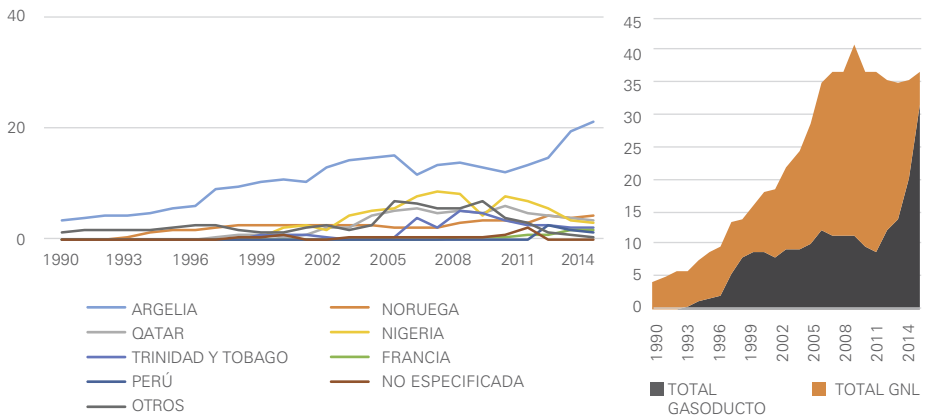


Gráfico 19 / Elaboración propia a partir de datos de Eurostat



IMPORTACIONES REINO UNIDO (BCM)

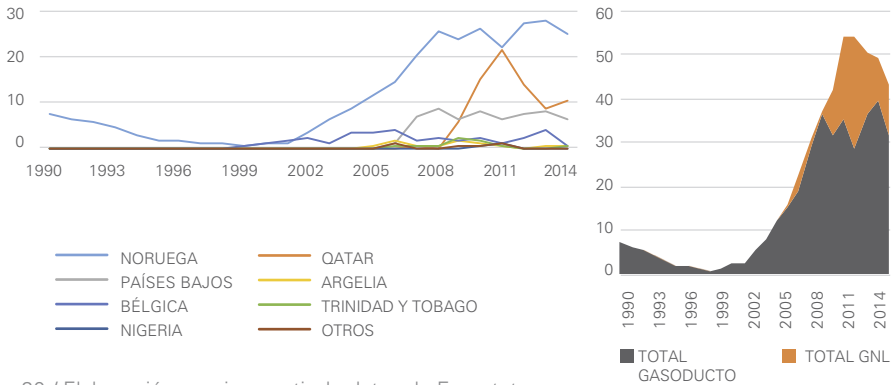


Gráfico 20 / Elaboración propia a partir de datos de Eurostat

También los perfiles de los seis máximos importadores son manifiestamente diferentes. Tenemos Alemania a la cabeza con 89,9 bcm en 2014, importando gas de Rusia (41 %), Holanda (31 %) y Noruega (4 %). Las importaciones alemanas, además, tienen la característica de ser únicamente a través de gasoducto y, por tanto, con una mayor rigidez para la diversificación⁷¹. España, que frecuentemente es vista como el ejemplo de diversificación porque combina varios suministradores entre los que no está Rusia, y utiliza gasoducto y GNL. A pesar de ello, de los 36,4 bcm importados en 2014, un 58 % lo fueron desde Argelia, seguido de Noruega (11 %), Qatar (9 %), Nigeria (8 %), y Trinidad y Tobago (6 %). El caso de Reino Unido es bien distinto a los demás puesto que la acentuada caída interna de la producción ha provocado un brusco incremento en las importaciones que fueron prácticamente nulas en la segunda mitad de los 90. En la actualidad (2014) importa un total de 42,8 bcm desde Noruega (57 %), Qatar (24 %), Holanda (15 %).

Cabe decir que el indicador de dependencia ha tomado mucha relevancia en el direccionamiento de la política energética europea y, si no se analiza en profundidad, puede llevar a equívoco. Una dependencia del 0 % no es necesariamente igual a la plena autosuficiencia y una dependencia del 100 % no quiere decir que se dependa totalmente de las importaciones. El indicador muestra una media anual, pero todos los países, sean importadores netos o exportadores netos, realizan maniobras de importación y exportación para cubrir picos de demanda o abastecer áreas geográficas concretas dentro del propio territorio. Además, la dependencia no se genera solamente entorno al volumen de gas. Las señales de los precios del gas pueden favorecer maniobras de almacenamiento o importación (a precio bajo), para la posterior exportación (a precio alto) o consumo, y ello puede distorsionar el valor del indicador.

71 La diversificación se refiere, principalmente, a evitar la dependencia de un solo proveedor.

Sin embargo, la parte más controvertida es cuando se vincula dependencia a vulnerabilidad. Es decir, cuanto se indica que, a mayor dependencia, mayor vulnerabilidad. En la mayoría de discursos oficiales este vínculo se utiliza como justificación para activar una política energética exterior más ofensiva y ciertamente agresiva.

La vulnerabilidad debería considerar el consumo de recursos domésticos fósiles, tanto por su efecto climático, como por ser finitos y limitados. Y, sin duda, cuando la dependencia es negativa, pero la economía está en manos de una matriz primaria exportadora, no puede ser motivo de celebración porque, tarde o temprano, el declive de los recursos domésticos provocará severas consecuencias.

SEGURIDAD ENERGÉTICA Y UNIÓN DE LA ENERGÍA

Los diferentes episodios y repuntes del conflicto Ucrania-Rusia, han provocado severos problemas en el suministro de gas natural, siendo los más graves en el invierno de 2006 y 2009, cuando la disputa entre ambos países conllevó el corte del paso de gas de todos los gasoductos que cruzan territorio ucraniano, por parte de Gazprom (Pirani, 2009).

Estos acontecimientos han situado la seguridad energética en el centro del debate de la política energética europea y han sido la excusa perfecta para lanzar una ofensiva que consolide un verdadero modelo energético europeo. Para la Comisión Europea este modelo quiere decir establecer una mayor “coordinación” – léase integración, armonización, control – supranacional.

~ 45 ~

En los diferentes “paquetes energéticos” se explicita una y otra vez la pretensión de desarrollar esa verdadera política energética europea: en el primer paquete con las directivas de electricidad (1996) y gas (1998), en el segundo concentrado en la seguridad energética (2003) y en el tercero (2009), sobre la materialización del mercado interno de la energía de la UE; y en el mismo Libro Verde (2006).

Con estos antecedentes, en marzo de 2014, Donald Tusk, Primer Ministro de Polonia en ese momento y actual presidente del Consejo Europeo, lanzó una propuesta que luego vino a llamarse Unión de la Energía. Tusk enfatizó que Europa debía confrontar la hegemonía rusa del gas y así renegociar los precios inflados de los contratos con los países de la Europa Central y del Este. Lo ambiental y lo climático no aparecía en su discurso (Polonia es el mayor productor de carbón de la UE) (Szulecki, Fischer, Therese Gullberg, & Sartor, 2016).

En noviembre de 2014, Jean Claude Juncker fue proclamado Presidente de la Comisión Europea y redefinió la propuesta de Tusk confiriéndole un carácter más productivista e industrial. Juncker situó esa noción de Unión de la Energía como una prioridad en su agenda y añadió la importancia de que la UE fuera líder mundial en renovables y



que pudiera tener energía a precios asequibles. También añadió el objetivo del 30 % en eficiencia energética, volviendo a alinear la propuesta con el marco 2030 (Ibid).

Finalmente, el 25 de febrero de 2015, la Comisión Europea hizo pública la estrategia de “Unión de la Energía”⁷², como intento de relanzar y culminar el objetivo de integración energética, vinculándola a la consecución de una “energía más segura, sostenible, asequible y competitiva”⁷³.

La responsabilidad de la Unión de la Energía recae sobre Maroš Šefčovič, como vicepresidente, y Miguel Arias Cañete, Comisionario para la Acción Climática y la energía. La estrategia cuenta con cinco pilares principales: seguridad energética, solidaridad y confianza, mercado interno de la energía (MIE), eficiencia energética para la contribución a la moderación de la demanda energética, descarbonización de la economía e investigación e innovación y competitividad⁷⁴.

Sobre el papel, los cinco pilares se perciben como un bloque de avance unitario, pero, en realidad, existe una fuerte asimetría entre ellos. Los dos primeros, la seguridad energética y la creación del mercado único, se llevan la mayor parte de la atención, del interés y de la financiación. Y el combustible gas es clave y fundamental para toda la estrategia.

La Unión de la Energía se despliega bajo dos principios: diversificación e interconexión. Primero, se deben diversificar los proveedores de gas y encontrar nuevos fuera de la órbita rusa y, segundo, se necesita que los Estados Miembros estén perfectamente interconectados para que los kWh y m³ de gas puedan circular libremente dentro de la UE. A saber, la estrategia tiene una dimensión exterior y una dimensión interior. La dimensión exterior tiene a su vez dos avances tácticos: el terrestre, a través de gasoductos, y el marítimo, a través del GNL. La parte terrestre se resuelve con la proyección de grandes gasoductos como el *Corredor Sur del Gas* (ver 4.3) y el *Gals*⁷⁵.

La estrategia europea del GNL y almacenaje de gas⁷⁶, incluida en el *Winter Package*, también subraya la importancia de crear una red de almacenes que pueda suministrar en caso de disrupción. El avance por mar queda definido en la estrategia a través de considerar Argelia, EE.UU. y Canadá, países prioritarios para el diálogo energético de alto nivel, y de seguir trabajando con presentes y potenciales suministradores como Australia, Qatar, Nigeria, Egipto, Angola, Mozambique, Tanzania, Israel, Líbano, Irán, Iraq y Libia.

Por otro lado, la dimensión interior proyecta numerosas líneas de muy alta tensión y una nueva red de gasoductos de interconexión que debería permitir la circulación y la redistri-

72 Comisión Europea (2015) http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-15-4485_es.htm

73 Comisión Europea (2015) https://ec.europa.eu/priorities/energy-union-and-climate_en

74 Comisión Europea (2015) http://ec.europa.eu/priorities/energy-union-and-climate_en

75 Comisión Europea (2015) https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_5_20_en_2015.pdf

76 Comisión Europea (2015) https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_EN_ACT_part1_v10-1.pdf

bución de gas desde los nuevos puntos de importación a los lugares de consumo. Entre ellos destaca el MIDCAT/STEP, el gasoducto de interconexión entre España y Francia⁷⁷.

Ante tamaña propuesta, lo primero que sorprende es la noción de “seguridad” por la que apuesta la Unión de la Energía: substituye a la Federación Rusa por nuevos socios “estables” como Turkmenistán, Azerbaiyán, Argelia, Israel, Qatar, Nigeria, Egipto, etc...; apuesta por grandes corporaciones transnacionales que pueden llevar a cabo megainfraestructuras muy costosas económica, social y ambientalmente; propone tránsitos interoceánicos de GNL con Australia, Canadá y EE.UU., con el impacto en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que ello tiene; e impulsa una transición energética poniendo en el centro un combustible fósil no renovable.

El hecho de culminar la estrategia permitiría a la UE “hablar con una sola voz”⁷⁸, es decir, consolidar el bloque energético europeo (Solorio Sandoval, 2012), y el valor de conseguir este objetivo parece estar por encima de cualquier otra consideración.

A pesar de ello, la Unión de la Energía está profundamente condicionada por las fuertes tensiones que existen en el seno de la UE, que en su mayoría se derivan del choque entre la soberanía nacional y la perspectiva comunitaria (Szulecki, Fischer, Therese Gullberg, & Sartor, 2016). Alemania, por ejemplo, pese a ser el mayor importador de gas y petróleo de la UE, no muestra un gran entusiasmo por la Unión de la Energía. Proyecta el polémico Nord Stream 2, gasoducto de conexión directa con Rusia, y defiende su apuesta nacional por la transición energética (*Energiewende*) (Dreger, 2014).

~ 47 ~

EL BREXIT

Existen más preguntas que respuestas sobre los impactos que puede producir el Brexit en la UE y en Reino Unido. Por ejemplo, si Reino Unido continuará participando o no en la Unión de la Energía y en las instituciones que coordinan la regulación en la UE como ACER, ENTSO-E o ENTSO-G. Y quizás más importante aún será saber el papel de los fondos europeos como el EFSI o CEF para proyectos energéticos⁷⁹. ¿Dejará de recibir apoyo institucional y financiero para sus proyectos de interés común? ¿Será suficiente con que sea miembro del European Free Trade Area (EFTA)?⁸⁰.

77 Comisión Europea (2015) https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_5_5_en_2015.pdf

78 Frase utilizada por Arias Cañete en la conferencia de prensa sobre la Unión de la Energía Comisión Europea (2015) http://europa.eu/rapid/press-release_SPEECH-15-4221_en.htm

79 Norton Rose Fulbright (2016) www.nortonrosefulbright.com/knowledge/publications/136979/impact-of-brex-it-on-the-energy-sector

80 Bloomberg (2016) www.bloomberg.com/news/articles/2016-08-24/norway-to-rely-on-gas-dominance-for-key-role-in-brex-it-talks



INFRAESTRUCTURAS ‘SÓLIDAS’: GASODUCTOS Y TERMINALES DE GNL

La promoción de megainfraestructuras parece generar un consenso generalizado entre instituciones y grupos de interés en el territorio comunitario. A estos grandes proyectos se les confiere la propiedad de ser motor para reactivar la economía y generar empleo (Guiteras, 2015)⁸¹.

La gran mayoría de estas infraestructuras forman parte del listado de proyectos de interés común (PCI)⁸² de la UE. Los PCI son susceptibles de recibir financiación de fondos públicos a través del Banco Europeo de Inversiones, del fondo *Connecting Europe Facility (CEF)*, del *European Fund for Strategic Investments (EFSI)*, además de disponer de facilidades para acelerar el proceso administrativo que autoriza su construcción.

PROYECTOS DE GAS DE INTERÉS COMÚN



- Terminales de GNL
- Almacenaje
- Flujo reversible
- Estaciones de compresión
- Adaptación de bajo a alto
- Nodo
- Gasoducto
- Centro de distribución de gas

Mapa 5 / Fuente: Mapa Proyectos de Interés Común-DGEnergy⁸³

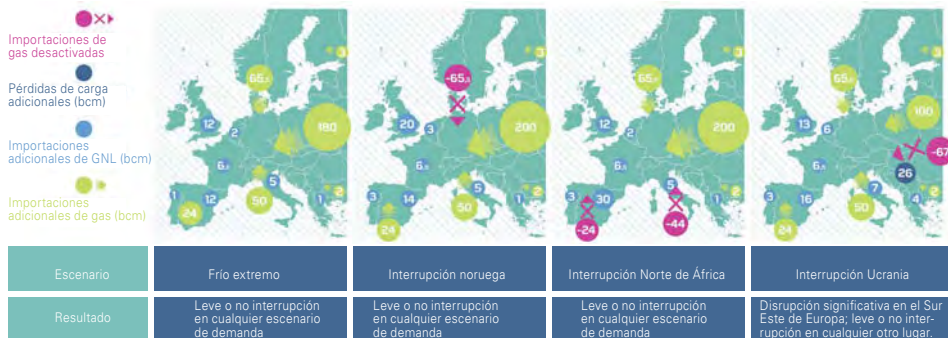
81 BEI (2015) www.eib.org/efsi/what-is-efsi/index.htm

82 Los PCI deben cumplir unos criterios de elegibilidad. Comisión Europea (2018) <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/infrastructure/projects-common-interest>

83 DG Energy (2018) http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/transparency_platform/map-viewer/

La decidida apuesta por las grandes infraestructuras gasísticas no está exenta de polémica. Un reciente estudio de E3G (*Third Generation Environmentalists*) concluye que el actual sistema gasístico europeo es altamente resiliente a las disrupciones de suministro y a un amplio rango de demanda futura, y solamente requeriría una inversión limitada en el Sur-Este europeo y bajo unas circunstancias concretas (Gaventa, Dufour, & Bergamaschi, 2016).

ESCENARIOS DE DISRUPCIONES DE LAS IMPORTACIONES PARA LA UE



Fuente: (Gaventa, Dufour, & Bergamaschi, 2016)

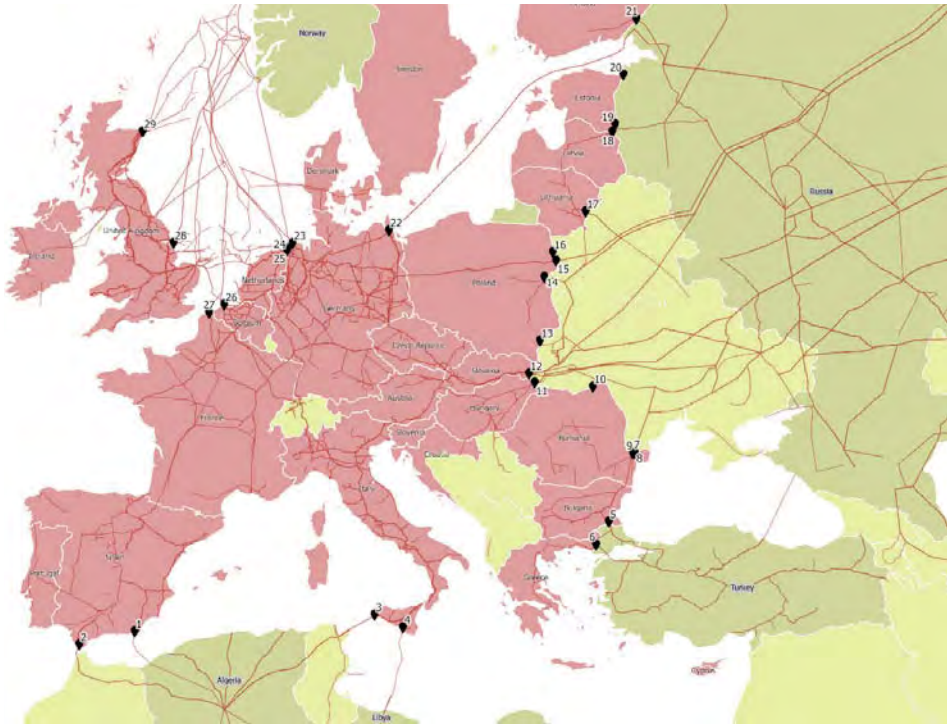
Nota: la ilustración muestra 4 escenarios: frío extremo, disrupción de Noruega, Norte de África o Ucrania. Los círculos muestran la cantidad que no se podría importar por la disrupción (color rojo), la cantidad adicional que se debería importar de GNL (azul cielo) y por gasoducto (verde), y la cantidad que faltaría (azul marino). Solo en el caso del corte de suministro por Ucrania, hay una falta de 26 bcm para cubrir las necesidades del sistema.

La publicación reconoce no haber analizado los costes económicos de conseguir suministro adicional de gas de otros proveedores en caso de disrupciones severas o del incremento de la demanda. En todo caso, los costes no son comparables a la inversión necesaria para la construcción de las infraestructuras gasísticas.

Por otro lado, la UE posee una capacidad instalada de interconexiones internacionales que funcionaban al 60 % en 2015. Para el mismo año, las terminales de importación de GNL se utilizaron muy por debajo de su capacidad nominal, un 19 %.



PUNTOS DE INTERCONEXIÓN POR GASODUCTO CON TERRITORIOS NO COMUNITARIOS 2015



~ 50 ~

Mapa 6 / Elaboración propia a partir de datos de ENTSG / GIE⁸⁴

84 ENTSG/GIE (2016) <https://transparency.entsog.eu/#/?loadBalancingZones=false>

PUNTOS DE INTERCONEXIÓN INTERNACIONAL POR GASODUCTOS 2015

PUNTOS DE FRONTERA	CAPACIDAD (BCM/AÑO)	FLUJO REAL (BCM/AÑO)	% DE USO (SOBRE BCM/AÑO)	PAÍS 1	PAÍS 2
Almería	8,0	6,6	82,6	Argelia	España
Beregdaróc 1400 (HU) – Beregovo (UA) (UA>HU)	12,8	5,5	43,3	Ucrania	Hungría
Budince	0,0	0,0			
Dornum / NETRA	22,9	20,3	88,5	Noruega	Alemania
Drozdovichi (UA) – Drozdowicze (PL)	4,4	3,4	78,2	Ucrania	Polania
Dunkerque	18,3	16,3	89,3	Noruega	Francia
Easington	26,3	18,5	70,4	Noruega	
Emden (EPT1)	29,8	16,2	54,4	Noruega	Alemania
Gela	12,8	6,6	51,1	Libia	Italia
Greifswald	56,8	36,0	63,3	Rusia	Alemania
Imatra	7,9	2,5	32,0	Rusia	Finland
Isaccea (RO) – Orlovka (UA) I	4,9	2,7	54,9	Ucrania	Romania
Isaccea (RO) – Orlovka (UA) II	9,2	6,3	68,5	Ucrania	Romania
Isaccea (RO) – Orlovka (UA) III	8,8	6,4	72,4	Ucrania	Romania
Kipi (TR) / Kipi (GR)	1,6	0,6	37,2	Turquia	Grecia
Kondratki	33,7	29,4	87,3	Bielorrusia	Poland
Kotlovka	10,5	3,9	36,9	Bielorrusia	Lithuania
Mazara del Vallo	35,0	6,7	19,1	Argelia	Italia
Misso / Estonia	0,0	0,0			
Misso Izborsk	6,8	1,8	26,1	Rusia	Estonia
Narva	0,4	0,0	7,1	Rusia	Estonia
St. Fergus	23,4	22,2	94,7	Noruega	Reino Unido
Tarifa	13,9	8,3	59,6	Argelia	España
Tieterowka	0,2	0,1	29,3	Bielorrusia	Poland
Uzhgorod (UA) – Velké Kapušany (SK)	74,8	35,2	47,1	Ucrania	Slovakia
Värskä	1,2	0,1	5,2	Estonia	Rusia
VIP Mediesu Aurit – Isaccea (RO-UA)	7,7	0,2	2,1	Ucrania	Romania
Wysokoje	5,5	2,4	43,5	Bielorrusia	Poland
Zeebrugge ZPT	15,3	13,4	87,8	Noruega	Bélgica
TOTAL	452,9	271,5	60,0		

~ 51 ~

Tabla 9 / Elaboración propia a partir de datos de ENTSOG / GIE⁸⁵

85 ENTSOG/GIE (2016) <https://transparency.entsog.eu/#/?loadBalancingZones=false>



CAPACIDAD Y USO DE LAS INTERCONEXIONES DE GAS POR PAÍS EN 2015

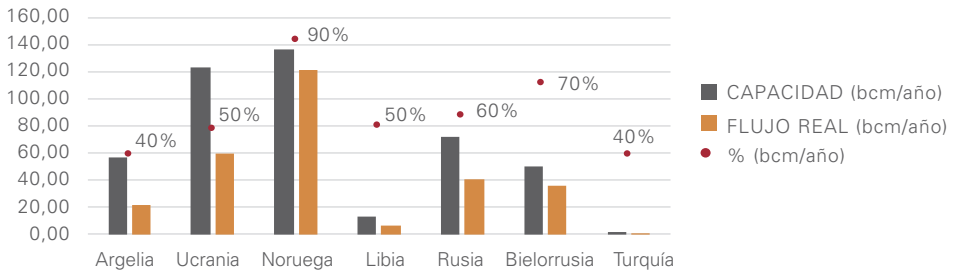


Gráfico 21 / Elaboración propia a partir de datos de ENTSOG / GIE⁸⁶

Se observa que las conexiones internacionales tienen porcentajes de uso muy diferentes según el país. Por ejemplo, Noruega llega al 90% y en cambio, las interconexiones con Ucrania y directamente con Rusia, solo están al 50% y 60% respectivamente.

CAPACIDAD Y USO DE LAS TERMINALES DE IMPORTACIÓN DE GAS POR PAÍS EN 2015

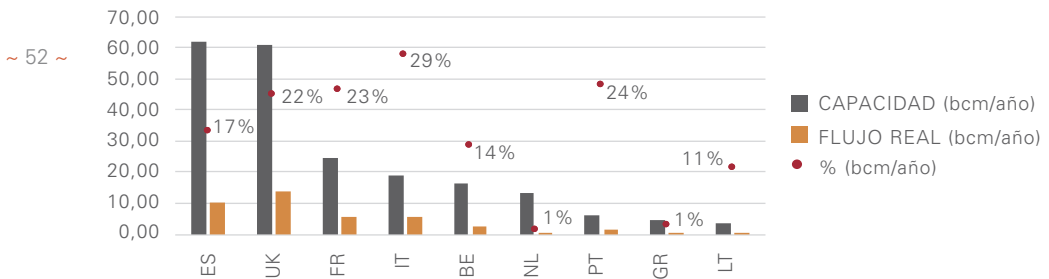


Gráfico 22 / Elaboración propia a partir de datos de ENTSOG / GIE⁸⁷

86 ENTSOG/GIE (2016) <https://transparency.entsog.eu/#/?loadBalancingZones=false>

87 ENTSOG/GIE (2016) <https://transparency.entsog.eu/#/?loadBalancingZones=false>

TERMINALES DE IMPORTACIÓN DE GAS, UE 2015

TERMINAL	CAPACIDAD (BCM/AÑO)	FLUJO REAL (BCM/AÑO)	% DE USO (SOBRE) BCM/AÑO)	PAÍS
Milford Haven	31,5	7,59	24,11	Reino Unido
Isle of Grain	23,2	0,05	0,24	Reino Unido
Barcelona	17,1	2,63	15,37	España
Zeebrugge LNG	16,2	2,3	14,24	Bélgica
Gate Terminal (I)	13,2	0,09	0,69	Países Bajos
Fos (Tonkin/Cavaou)	12,9	4,78	37,06	Francia
Cartagena	11,8	1,07	9,08	España
Huelva	11,8	2,12	17,91	España
Montoir de Bretagne	11,6	0,87	7,45	Francia
Cavarzere (Porto Levante / Adriatic LNG)	9,6	5,32	55,24	Italia
Sagunto	8,8	1,66	18,9	España
Bilbao	7	1,63	23,29	España
Teesside	6,2	5,89	94,37	Reino Unido
Sines	5,9	1,41	23,82	Portugal
Mugardos	5,4	1,14	21	España
OLT LNG / Livorno	5,4	0,04	0,65	Italia
Agia Triada	4,5	0,06	1,35	Grecia
Klaipeda (LNG)	3,7	0,39	10,53	Lituania
Panigaglia	3,7	0,05	1,34	Italia
Grand Total	209,7	39,09	18,64	

~ 53 ~

Tabla 10 / Elaboración propia a partir de datos de ENTSOG / GIE⁸⁸

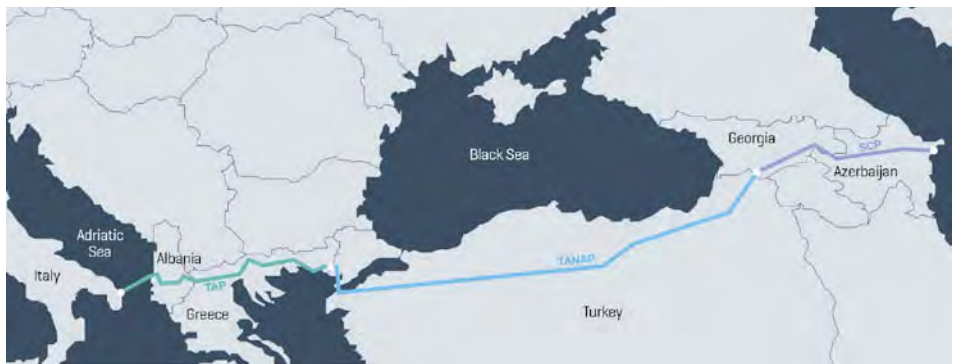
88 ENTSOG/GIE (2016) <https://transparency.entsog.eu/#/?loadBalancingZones=false>



Para las terminales de importación los porcentajes de uso están muy por debajo de los gasoductos y siguen la tendencia a la baja de los últimos años. El Estado español y Reino Unido son el cuarto y sexto país del mundo en capacidad de regasificación (International Gas Union, 2016) pero su uso nunca ha llegado ni al 50 %.

Pese a la infrautilización de las infraestructuras existentes, la planificación de nuevos proyectos parece imparable. El más polémico, sin duda alguna, el Corredor Sur del Gas (CSG), el mayor proyecto de infraestructura energética que ha promovido la Unión Europea hasta la fecha. Esta obra faraónica pretende vehicular gas desde Azerbaiyán y Turkmenistán hasta Italia, y está recibiendo un gran apoyo político y financiero comunitario.

TRAZADO DEL CORREDOR SUR DEL GAS



~ 54 ~

Mapa 7 / Fuente: (Bacheva-McGrath, y otros, 2015)

CARACTERÍSTICAS DEL CORREDOR SUR DEL GAS

Coste aproximado	45.000 millones de \$
Longitud	3.500 km
Capacidad	Inicialmente, 10 bcm y hasta 32 bcm a Europa
Tramos	Transcaspio (TCP) Turkmenistán-Azerbaiyán Extensión gasoducto Cáucaso Sur (SCPx) Azerbaiyán-Georgia-Turquía Gasoducto TransAnatolia (TANAP) Turquía-Grecia Gasoducto Transadrático (TAP) Grecia-Albania-Italia
Empresas implicadas	BP (Reino Unido), SOCAR (Azerbaijan), Lukoil (Rusia), Snam (Italia), BOTAS y TPAO (Turquía), Fluxys (Bélgica), Enagás (España), Total (Francia), Naftiran Intertrade (Irán), Petronas (Malasia) and Axpo (Suiza).

Tabla 11 / Fuente: (Bacheva-McGrath, y otros, 2015)

El CSG, en primer lugar, significa una unión soldada de intercambio “gas por €” con el régimen corrupto⁸⁹ y represor⁹⁰ de la familia Aliyev que gobierna Azerbaiyán desde 1991, además de ser la fórmula perfecta para que ganen legitimidad en el escenario internacional.

En segundo lugar, la UE ha considerado todos los tramos del CSG proyectos de interés común, hecho que le confiere los privilegios antes mencionados. El Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo⁹¹ concedió un préstamo de 1.000 millones de euros a la empresa rusa Lukoil para la exploración y explotación del yacimiento Shah Deniz II, punto de extracción del gas del CSG. Parece contradictorio que la diversificación de Rusia pase por asignar recursos públicos de la UE a una empresa rusa, facilitándole su influencia directa en el CSG.

Tercero, la capacidad inicial de 10 bcm solamente supondría un 3,5 % del total de importaciones y un 8,7 % de las de la Federación Rusa para la UE (datos de 2014). El ministro de energía azerí Natig Aliyev destaca que la viabilidad económica está garantizada puesto que “Shah Deniz II y el CSG superarán los gastos entre 2028 y 2030, y seguirán activos por 50-60 años”⁹². Su razonamiento es totalmente incoherente con los objetivos de reducción de emisiones de la UE para 2030 y 2050, teniendo en cuenta que se pretende aumentar la capacidad de importación de Corredor en el futuro.

Por último, poco se dice de los impactos del proyecto sobre el territorio. En el extremo italiano, las poblaciones locales de la Puglia se han organizado en el Comité No TAP para rechazar el CSG, por el daño que podría producir a los ecosistemas y paisajes locales, y porque nada tiene que ver con su economía basada en la agricultura y el turismo familiar. (Bacheva-McGrath, y otros, 2015)

~ 55 ~

89 RadioFreeEurope-RadioLiberty (2013) www.rferl.org/a/azerbaijan-ilham-aliyev-corruption-person-of-the-year/24814209.html

90 The Guardian (2015) www.theguardian.com/sport/blog/2015/jun/11/baku-2015-european-games-human-rights-issues-azerbaijan-ilham-aliyev

91 Banco público con una participación mayoritaria de la UE. EBRD (2016) www.ebrd.com

92 AzerNews (2016) www.azernews.az/oil_and_gas/93879.html



¿GAS, INFRAESTRUCTURAS Y EMPLEO?

PERO ¿QUÉ EMPLEO?

El desarrollo actual de nuevas infraestructuras de gas tiene impactos muy diferentes dependiendo del lugar en que se proyecten. En los EE.UU. existen empresas y personal cualificado. En Mozambique o Tanzania, donde no existen esas capacidades, son empresas y técnicos extranjeros que deben cubrir esa necesidad, y la población local suele conseguir los trabajos menos cualificados y peor remunerados. En Australia, los sueldos son muy altos y las empresas promotoras lo toman muy en cuenta, hasta el punto que parte de los planteamientos de las terminales de GNL flotante (FLNG por sus siglas en inglés) se plantean como plataformas de “trabajadores baratos”, es decir, de trabajadores venidos de países con sueldos bajos que pueden mejorar los costos de hacer el mismo trabajo en tierra (Maugeri, 2014).

Otro dato clave es la división sexual del trabajo. La gran mayoría de trabajos, y los de más cualificación, son ocupados por hombres. En Aker Solutions, por ejemplo, la mayor empresa internacional de contratación para el sector petróleo y gas, las mujeres constituyen el 24 % del personal administrativo, pero sólo el 3 % de los trabajadores cualificados (Aker Solutions, 2008). En Trinidad y Tobago, la mayoría de mujeres con contratos en las industrias de petróleo y gas están en puestos administrativos, pero solo el 10 % de los trabajadores de contrato no administrativos son mujeres (ILO, 2009). Los sindicatos de las industrias de petróleo y gas de Australia denuncian que las condiciones laborales en el sector contribuyen muy poco a la promoción de la igualdad de género⁹³.

También existe una tendencia creciente a utilizar agencias internacionales para subcontratar trabajadores con contratos flexibles (Graham, 2010). La lógica de las subcontrataciones afecta a la prevención de los riesgos laborales y convierte a los trabajadores en más vulnerables. Este deterioro de las condiciones laborales puede ser atribuido a “la fiebre de las empresas por maximizar las ganancias de las corporaciones a raíz de la crisis financiera, y una indiferencia general por las buenas prácticas de seguridad y salud.” (Okougbo, 2009)

TRATADOS DE LIBRE COMERCIO

Las negociaciones del Tratado Transatlántico de Comercio e Inversiones (TTIP en sus siglas en inglés) han puesto sobre la mesa la influencia que pueda tener este acuerdo para facilitar las exportaciones de gas, principalmente gas de lutitas, a la Unión Europea. Tanto el TTIP, como el CETA (tratado de libre comercio entre EU y Canadá), pretenden eliminar las barreras al comercio y, además, a diferencia de tratados anteriores, influir en las barreras no arancelarias, es decir, en las normas técnicas, los requisitos administrativos y de seguridad.

En paralelo a las negociaciones, el 18 de noviembre de 2015, el Congreso de los EE.UU. tomaba la decisión histórica de acabar con la prohibición de exportar petróleo incluida en la Ley de Conservación y Política Energética⁹⁴ de 1975. Esta prohibición se impuso como consecuencia de la crisis petrolera de 1973 y para que la extracción y reservas domésticas permitieran un sistema nacional más resiliente.

Equivocadamente, se ha extrapolado este hito histórico para el gas natural y este está regulado desde 1938 por la Natural Gas Act⁹⁵. Esta regulación federal asevera que la autorización necesaria para las exportaciones de gas debe ser autorizada por el Departamento de Energía tomando en cuenta si existe un tratado de libre comercio con el país importador. La aprobación del TTIP, por tanto, representaría acabar con esta restricción y facilitaría aún más las exportaciones de gas.

Pero el TTIP no trata solamente de exportaciones. La armonización normativa – léase desregulación – podría facilitar la entrada en Europa de empresas estadounidenses especializadas en la exploración y explotación de combustibles no convencionales. Las moratorias y prohibiciones europeas a nivel nacional/regional se verían amenazadas por el tratado, y el uso de los tribunales de arbitraje permitiría a las empresas de los EE.UU. (o cualquier compañía con una subsidiaria en los EE.UU.), denunciar a un gobierno por poner en riesgo sus inversiones, incluidas las expectativas de beneficio futuro (Cingotti, Eberhardt, Feodoroff, Simon, & Solomon, 2014).

Por último, es importante entender que los tratados de libre comercio funcionan como vasos comunicantes que actúan con una lógica coordinada. Por ejemplo, lo que no se consigue del TTIP, se puede conseguir a través del CETA, del TPP⁹⁶ o de otros tratados por venir. Todo ello alimenta lo que algunos autores han venido a llamar la arquitectura jurídica de la impunidad (Hernández, y otros, 2015)

94 Energy Policy and Conservation Act (2015) <http://legcounsel.house.gov/Comps/Energy%20Policy%20And%20Conservation%20Act.pdf>

95 US. Energy Information Agency (s.f.) www.eia.gov/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngmajorleg/ngact1938.html visitado 16/11/16

96 Tratado Transpacífico





LA FINANCIARIZACIÓN EN EL SECTOR GASÍSTICO

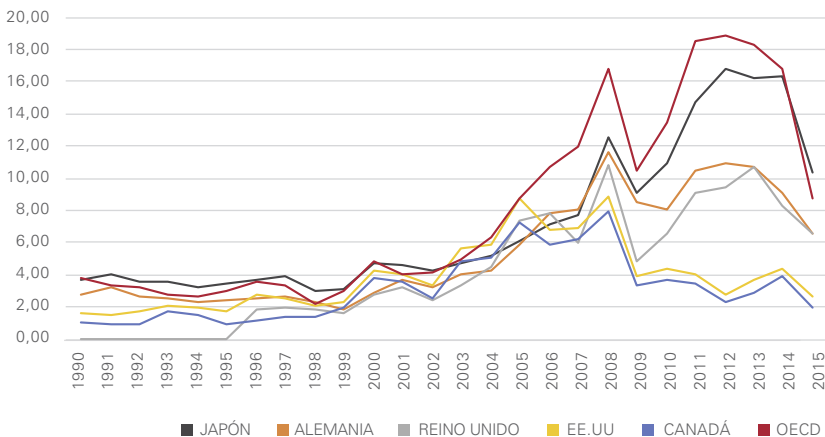
EL GAS NATURAL COMO 'COMBUSTIBLE DE TRANSACCIÓN'

LA FINANCIARIZACIÓN

Llamamos financiarización al proceso de expansión de mercados de capital ficticio (por ejemplo, derivados) y a la creciente importancia de las finanzas, los mercados financieros, las instituciones financieras y las élites financieras en el devenir de la economía (Palley, 2007).

En la actualidad, no existe un verdadero mercado global del gas. El desarrollo de los mercados del gas estuvo muy condicionado por la dificultad de transporte de este y, en consecuencia, los mercados son regionales y con características sensiblemente diferentes. El mercado norteamericano rige sus operaciones con un precio de mercado para el gas, mientras que en el mercado asiático, los contratos a largo plazo con el precio indexado al del petróleo dominan las relaciones gasísticas.

PRECIOS DEL GAS EN DIFERENTES PAÍSES (US\$/BTU)



~ 59 ~

Gráfico 23 / Fuente: elaboración propia a partir de BP data

Nota: la tendencia general es que los precios de mercado (EE.UU., Canadá, Reino Unido) sean más bajos que los precios indexados cuando el precio del petróleo es alto. En 2014, el precio del gas en la UE era el doble, y en Asia el triple, respecto al precio norteamericano. La actual caída del precio del petróleo ha conllevado una reducción drástica de estas diferencias.



La consolidación de un mercado interno en la UE sincroniza con la idea de crear un mercado global del gas con relaciones más flexibles, con un precio de mercado y con nuevos actores financieros que puedan beneficiarse de sus transacciones. Y un punto clave para ello es acabar con la indexación al petróleo y dejar que las fuerzas del mercado (oferta-demanda) determinen el precio del gas. Este es el primer paso imprescindible para la creación de un mercado de derivados⁹⁷ donde el gas sería la referencia sobre la que se llevarían a cabo las transacciones de activos ligados al hidrocarburo, permitiendo la generación de nuevos activos financieros y dándole carácter financiero al propio gas, a saber, el gas se financiarizaría (Polder, Gilbertson, & Tricarico, 2014).

En la UE, entre 2005 y 2012, los volúmenes de gas importados a precio de mercado⁹⁸ aumentaron un 30 %⁹⁹, obligando a los exportadores tradicionales a renegociar reducciones en el importe del gas¹⁰⁰. Al mismo tiempo, los nuevos exportadores como Azerbaiyán aceptan contratos con el nuevo modelo¹⁰¹, atenazando más la situación de los otros.

MODALIDADES DE COMPRA-VENTA DE GAS

MODALIDAD CLÁSICA	MODALIDAD DE MERCADO
Relación bilateral importador-exportador	El mercado media en la relación importador-exportador
Contratos a largo plazo: 20–25 años	Contratos a corto plazo
Precio indexado al petróleo	Precio de mercado, según oferta y demanda
Cláusulas <i>take or pay</i> , o lo tomas o lo pagas. El importador está obligado a pagar un volumen mínimo de gas, aunque no lo importe.	<i>Tolling-fee</i> : el importador compra "servicios de capacidad" pagando un precio fijo que no varía con el volumen del gas. Si el comprador decide no comprar, sólo tiene que pagar el peaje.
Cláusula de destino: obliga a que el 80–90 % sea enviado a un destino predefinido	Destino abierto

~ 60 ~

Tabla 12 / Elaboración propia a partir de (Maugeri, 2014)

Nota: La tabla muestra los dos modelos en su versión más polarizada, pero entre ellos existen infinidad de contratos que combinan los diferentes parámetros de la tabla. La característica más destacada es la manera por la cual se determina el precio del gas. En la modalidad denominada como clásica, el precio es proporcional al precio del petróleo, mientras que, en la modalidad de mercado, la oferta y la demanda fijan el precio.

97 En este mercado se intercambiarían, por ejemplo, opciones y futuros de gas.

98 Del inglés *spot market*, por eso se le denomina precio spot.

99 Comisión Europea (2016) <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/market-analysis>

100 En 2012 Gazprom tuvo que rebajar el precio del gas en un 10% en una renegociación de contratos con GDF Suez (Francia), Wingas (Alemania), SPP (Slovakia) y Botas (Turquía) Financial Times (2016) www.ft.com/content/2e57f4c4-58ad-11e1-9f28-00144feabdc0

101 GDF Suez negoció con British Petroleum, que opera en Azerbaiyán, 2,6 bcm/año a precios de mercado. Bloomberg (2014) www.bloomberg.com/news/20140410/naturalgaslosesdecadesoldtiertoilandmarkdeal.html

El mercado del petróleo ya pasó por este proceso de financiarización que ha conllevado una mayor volatilidad en el precio por los movimientos especulativos de actores que nada tienen que ver con el mundo de los hidrocarburos.

INFRAESTRUCTURAS 'LÍQUIDAS': FINANCIARIZACIÓN

La Comisión argumenta que el GNL puede contribuir significativamente a la seguridad, resiliencia y competitividad de los mercados del gas en Europa, pero esto requiere que la UE y sus Estados Miembros aseguren que las infraestructuras necesarias sean construidas y ubicadas para poder acceder al Mercado internacional de GNL; completar el Mercado interno de gas para atraer suministradores de GNL y cooperar con los socios internacionales para desarrollar un auténtico mercado global de GNL.

Estrategia de GNL y almacenamiento de gas de la Unión Europea, febrero 2016

Para el mercado, las infraestructuras deben cubrir una función muy específica y situarse en lugares concretos para asegurar las transacciones físicas y dar credibilidad a las especulativas, certificando que el gas puede llegar a *any place, any time*, en cualquier lugar en cualquier momento (Polder, Gilbertson, & Tricarico, 2014). El mercado también requiere grandes capacidades nominales disponibles (aunque no se utilicen), interconexiones y flujos reversibles, para que el gas pueda circular con la máxima libertad. Esto es, infraestructuras al servicio de los mercados¹⁰².

La reconfiguración del sistema gasístico europeo para cubrir estas necesidades requiere la movilización masiva de capital para la inversión en proyectos. En los años 70, los préstamos para las infraestructuras en el sector privado los hacían los bancos con la garantía de los ingresos que generaba el funcionamiento del proyecto. Tradicionalmente, el acuerdo era entre dos partes: el banco y el promotor (Hildyard N., 2012). Pero las cosas han cambiado sustancialmente. Tras la crisis financiera de 2007, la esfera pública, atenazada por las severas políticas de austeridad, vio la oportunidad de capturar la liquidez disponible en los mercados de capitales hacia megaproyectos que estimularan la economía. La oferta de garantías públicas que cubrirían parte del riesgo en la inversión (Tricarico & Sol, 2015) asegurando "un flujo de ingresos contratados" (Hildyard N., 2016), hizo el negocio muy atractivo para los inversores.

~ 61 ~

102 Diagonal (2014) www.diagonalperiodico.net/global/23092-infraestructuras-al-servicio-mercados.html



FONDOS DE INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURAS

POS.	FONDO DE INVERSIÓN EN INFRAESTRUCTURAS	PAÍS	CAPITAL MOVILIZADO ENERO 2009-JUNIO 2014 (MILLONES DE \$)
1	Macquarie Infrastructure	Australia	27.346
2	Brookfield Asset Management	Canada	12.874
3	Global Infrastructure Partners	EE.UU.	10.830
4	Energy Capital Partners	EE.UU.	9.940
5	IFM Investors	Australia	8.217
6	Borealis Infrastructure	Canada	6.857
7	Colonial First State Global Manag. Asset	Australia	6.385
8	KIAMCO	Corea del Sur	5.316
9	Caixa Economica Federal	Brasil	4.848
10	InfraRed Capital Partners	Reino Unido	4.566
11	Alinda Capital Partners	EE.UU.	4.440
12	Antin Infrastructure Partners	Francia	4.200
13	First Reserve	EE.UU.	3.769
14	Goldman Sachs Infrastructure Invest. Group	EE.UU.	3.690
15	EnerVest	EE.UU.	3.500
16	Hastings Funds Management	Australia	3.287
17	KKR	EE.UU.	3.263
18	Meridiam Infrastructure – EIB	Francia	2.884
19	Ardian	Francia	2.872
20	EQT	Suecia	2.560
21	Highstar Capital	EE.UU.	2.534
22	JP Morgan Asset Management	EE.UU.	2.341
23	True Corporation	Tailandia	2.268
24	Actis	Reino Unido	2.163
25	Hunt Power	EE.UU.	2.132
26	AMP Capital Investors	Australia	2.082
27	LS Power Group	EE.UU.	2.080
28	Partners Group	Suiza	2.070
29	CPG Capital Partners	Singapur	2.000
30	Energy Investors Funds	EE.UU.	1.923

~ 62 ~

Tabla 13 / Elaboración propia a partir de Infrastructure Investor 30

Nota: esta lista muestra los fondos de inversión en infraestructuras más importantes del mundo. Estos fondos buscan altas tasas de retorno de sus inversiones y estimulan la continua construcción de infraestructuras. Los EE.UU. con un 33% y Australia con un 31% del total de capital movilizado por la lista, detentan una gran parte de este negocio.

El Banco Europeo de Inversiones (BEI), junto a la Comisión Europea, anunció en 2012 la *Europe 2020 Project Bond Initiative' (PBI)*, una iniciativa de bonos para costear proyectos que junto al fondo CEF ayudaría a la financiación de los Proyectos de Interés Común. Este modelo de financiación resulta en una mayor exposición de la esfera pública a través de partenariados público-privados¹⁰³ (PPP), con los riesgos que suponen por sus cláusulas y sobrecostes (Guiteras, 2015), de apoyo de instituciones financieras públicas y de fondos públicos, en un momento de proclamada escasez.

Si para la población, las infraestructuras son necesarias para cubrir servicios esenciales y básicos, para los inversores éstas se convierten en flujos constantes de beneficio. Es evidente que los intereses de ambas partes pueden colisionar frontalmente.

FONDOS EQUITY EN RELACIÓN CON EMPRESAS GASÍSTICAS

NOMBRE FONDO	AFILIACIÓN	PAÍS	ACTIVOS (MILLO. DE \$)
African Infrastructure Investment Managers *	Macquarie Group (hasta 2015)	Australia	1.000
Fondos asociados	Compañía de gas	País	Inversión
IDEAS Managed Fund	Matola Gas Company	Mozambique	NA
African Infrastruc. Investment Fund 2 (AIIF2)	Cenpower Generation Company	Ghana	NA
African Infrastruc. Investment Fund 2 (AIIF2)	Azura-Edo IPP	Nigeria	NA
IDEAS Managed Fund	Gigawatt	Mozambique	40792
NOMBRE FONDO	AFILIACIÓN	PAÍS	ACTIVOS (MILLO. DE \$)
JPMorgan Funds ** (JPMF)	J. P. Morgan	EE.UU	100.138
Fondos asociados	Compañía de gas	País	Inversión
JPMF – Eastern Europe Equity Fund	Gazprom	Rusia	5.284
	Nostrum Oil & Gas PLC	Reino Unido	8.072
	Surgutneftegas OAO Preference	Rusia	38.652
JPMF – Emerging Middle East Equity Fund	Qatar Gas Transport Co. Ltd.	Qatar	553
JPMF – Euroland Equity Fund	TOTAL SA	Francia	7.577
	Gas Natural SDG SA	España	2.552
JPMF – Global Convertibles Fund (EUR)	Sacyr SA	España	4.560
JPMF – Europe Equity Fund	Gaztransport Et Technigaz SA	Francia	3.655
JPMF – Europe Equity Plus Fund	Gas Natural SDG SA	España	52.367

~ 63 ~

* www.aiimafrica.com/portfolio_companies/ visitado 05/12/16

** [www.jpmorganassetmanagement.lu/en/dms/JPMorgan%20Investment%20Funds%20\[ARP\]%20\[CH_EN\].pdf](http://www.jpmorganassetmanagement.lu/en/dms/JPMorgan%20Investment%20Funds%20[ARP]%20[CH_EN].pdf) (2016)

Tabla 14 / Elaboración propia

103 Los PPP son diferentes formas de colaboración entre la esfera pública y privada.



Nota: la tabla muestra como Macquarie y J.P. Morgan toman posiciones en empresas gasísticas en todo el mundo. Los fondos equity, es decir, fondos que compran acciones, les permiten formar parte de la gobernanza y la toma de decisiones en las empresas. Cabe decir que el fondo African Infrastructure Investment Managers era en un 50 % de Macquiere y un 50 % de Old Mutual Alternative Investments, (OMAI). En 2015 OMAI compró el 50 % de Macquiere.

EL PEOR EJEMPLO: EL PROYECTO CASTOR

El almacén geológico de gas Castor, promovido por la empresa española ACS, fue el primer proyecto de la fase piloto de los bonos de proyecto del Banco Europeo de Inversiones. En el momento de la primera maniobra operativa el almacén Castor provocó más de 500 terremotos, uno de ellos de 4,2 grados en la escala Richter. La población local llevaba más de siete años organizada contra el almacén y denunciando la mala planificación y ejecución de la obra, así como advirtiendo del riesgo de seísmos. La empresa promotora decidió abandonar el proyecto y hacer efectiva la cláusula 14 del contrato que contemplaba el derecho de compensación por renuncia e incluso por dolo o negligencia.

Justo después de los terremotos y antes de ejecutarse la cláusula 14, los bonos de proyecto se convirtieron en bono basura (BB+)¹⁰⁴ y no se revalorizaron hasta que se aseguró el pago por parte del Gobierno del Estado español. En ese momento, la alegría de los inversores, que veían asegurado el cobro de sus bonos, contrastaba con la rabia y la tristeza de la población, consciente que se le asignaba injustamente una deuda ilegítima, que ascendía con intereses a 3.420 millones de euros, en un país azotado por la austeridad y los recortes.

~ 64 ~



ASAMBLEA PLATAFORMA CIUDADANA EN DEFENSA DE LES TERRES DEL SÈNIA, SEP. 2014



DEPENDENCIAS E INSEGURIDADES EN LOS PAÍSES EXPORTADORES

SUBORDINADOS A LA EXTRACCIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

La retórica oficial asociada al discurso de la dependencia y la seguridad energética se muestra miope – o mira deliberadamente hacia otro lado – cuando se trata de evaluar los impactos en las poblaciones de los países exportadores. El relato que se escribe en ellos es siempre parecido: presupuestos nacionales altamente dependientes de la venta de petróleo y gas, élites que capturan la mayor parte del negocio, aumento del consumo interno por los precios baratos del combustible y la desindustrialización o la no industrialización en otros sectores. Los estados exportadores se convierten en rentistas, casi totalmente dependientes de los ingresos generados por la exportación de hidrocarburos.

CONSUMO DE GAS (BCM)

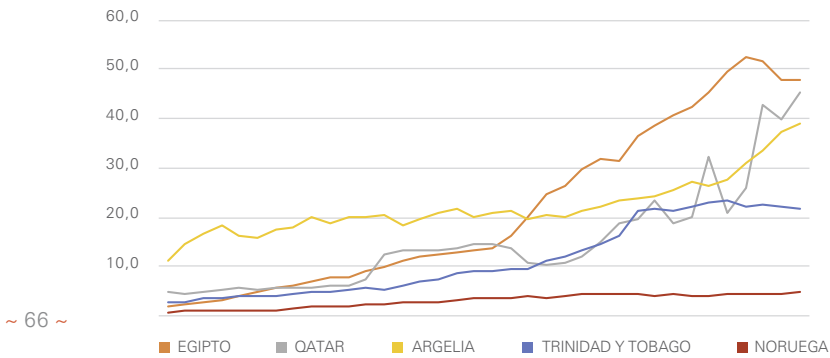


Gráfico 24 / Elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

ELECTRICIDAD GENERADA POR GAS (%)

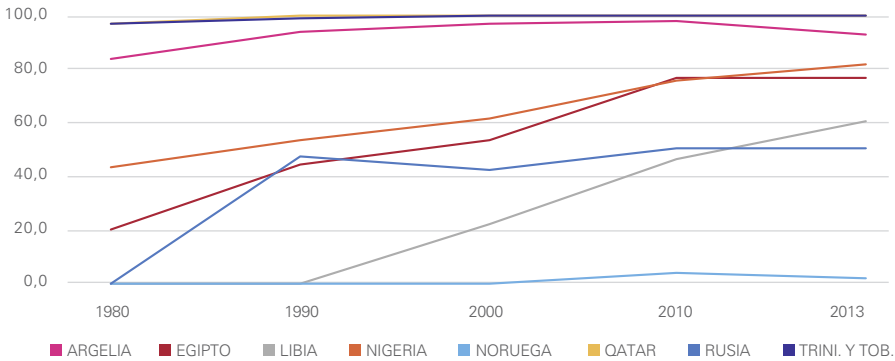
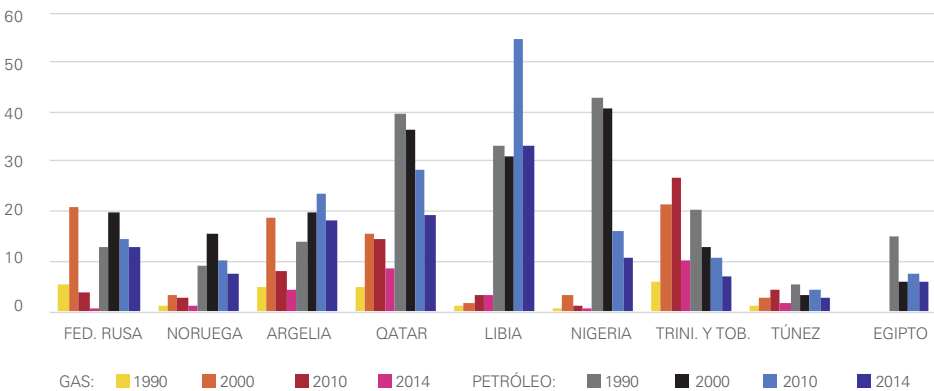


Gráfico 25 / Elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

PIB DEL GAS Y PETRÓLEO (%)



~ 67 ~

Gráfico 26 / Elaboración propia a partir de datos de Eurostat.

Como se puede observar en los gráficos, los países exportadores se convierten a la vez en grandes consumidores de gas. La generación eléctrica producida a través de la combustión de gas aumenta en muchos casos hasta prácticamente el 100 % y se genera una fuerte dependencia. El consumo interno, en cierto punto, compite con la necesidad de exportación y es otra de las tensiones que deben soportar los países exportadores.

La influencia en el PIB para el gas es menor que para el petróleo, pero es también importante. Para países como Trinidad y Tobago el gas natural supuso un 27 % de su PIB en 2010.



ÍNDICES DE LA SITUACIÓN DE LOS PAÍSES EXPORTADORES

Los índices como el IDH, Democracia, Paz Global, Fragilidad del Estado, Corrupción y GINI son discutibles y controvertidos, pero la comunidad internacional los usa con frecuencia y pueden ser ilustrativos de la situación en diferentes países. Aquí una breve descripción de cada uno de ellos:

- > Índice de desarrollo humano (IDH, Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo): se focaliza en tres dimensiones: educación, salud y renta.¹⁰⁵
- > Índice de democracia (Unidad de Inteligencia de The Economist, EIU): analiza 165 países independientes y dos territorios para mostrar el estado de la democracia regional y mundial. Utiliza cinco criterios: proceso electoral y pluralismo, libertades civiles, el funcionamiento del gobierno, participación política y cultura política¹⁰⁶.
- > Índice de Paz Global (Institute for Economics and Peace): analiza hasta qué punto los países están involucrados en conflictos internos e internacionales. Pretende evaluar también el grado de armonía o discordia dentro de una nación con índices de criminalidad, de incidencia de actos terroristas, de acciones violentas, de relaciones armoniosas con los países vecinos, de un escenario político estable y de la proporción de la población desplazada interna o refugiada¹⁰⁷.

105 Índice de Desarrollo Humano. Naciones Unidas (2016) <http://hdr.undp.org/en/composite/HDI>

106 Índice de Democracia. The Economist (2015) www.yabiladi.com/img/content/EIU-Democracy-Index-2015.pdf

107 Índice de Paz Global. Institute for Economics and Peace (2015) http://economicsandpeace.org/wp-content/uploads/2015/06/Global-Peace-Index-Report-2015_0.pdf

- > Índice de estado fallido (FSI, del Fund for Peace): indica riesgo de inestabilidad política a través del procesado de 12 indicadores sociales, económicos y políticos primarios, como la existencia de desigualdades sociales, presiones demográficas, migraciones, odio intergrupar, progresión económica, legitimidad del gobierno, progresión económica, protección de los derechos humanos, lucha entre élites, intervenciones exteriores, etc¹⁰⁸.
- > Índice de corrupción (Transparencia Internacional): mide, en una escala de cero (percepción de muy corrupto) a diez (percepción de ausencia de corrupción), los niveles de percepción de corrupción en el sector público en un país determinado y consiste en un índice compuesto, que se basa en diversas encuestas a expertos y empresas¹⁰⁹.
- > Coeficiente GINI: mide los términos distributivos de la renta en un país. El coeficiente va de cero a uno, siendo cero un país con total igualdad de rentas y uno de desigualdad máxima¹¹⁰.

En las presentes y futuras relaciones gasísticas de la UE se observan perfiles de países con un IDH bajo (Angola, Tanzania, Nigeria y Mozambique), con gobiernos considerados autoritarios (Argelia, Angola, Rusia, Qatar, Egipto, Azerbaiyán, Libia, Irán y Turkmenistán), con gran conflictividad interna y altamente frágiles (Libia, Nigeria, Rusia, Iraq y Egipto), con índices de corrupción endémica (Angola, Iraq, Libia, Turkmenistán y Nigeria) y fuertes desigualdades en la distribución de la riqueza (Nigeria, EE.UU., Mozambique y Angola)

~ 69 ~

108 Índice de Fragilidad del Estado. The Fund for Peace (2016) <http://fsi.fundforpeace.org/>

109 Índice de Percepción de la Corrupción. Transparencia Internacional (2016) www.transparency.org/cpi2015

110 Índice GINI. Banco Mundial (2016) <http://data.worldbank.org/indicator/SI.POV.GINI?end=2014&start=2014&view=bar>



ÍNDICES DE PAÍSES EXPORTADORES (PRESENTES Y FUTUROS) DE GAS A LA UE

PAÍS	RELACIÓN GASÍSTICA CON LA UE	IDH 2015	POS. 1-188	CATEGORÍA IDH	ÍNDICE DEMOCRACIA 2015	POS. 1-167	TIPO RÉGIMEN
Angola	Futuro Exp.	✘ 0,532	149	bajo	✘ 3,35	131	Autoritario
Argelia	Exportador	! 0,736	83	alto	✘ 3,95	118	Autoritario
Australia	Futuro Exp.	✓ 0,935	2	muy alto	✓ 9,01	9	Plena Democr.
Azerbaiyán	Futuro Exp.	! 0,751	78	alto	✘ 2,71	149	Autoritario
Canadá	Futuro Exp.	✓ 0,913	9	muy alto	✓ 9,08	7	Plena Democr.
EE.UU.	Futuro Exp.	✓ 0,915	8	muy alto	✓ 8,05	20	Plena Democr.
Egipto	Exportador	! 0,69	108	medio	✘ 3,18	134	Autoritario
Irán	Futuro Exp.	! 0,766	69	alto	✘ 2,16	156	Autoritario
Iraq	Futuro Exp.	! 0,654	121	medio	✘ 4,08	115	Régimen Híbrido
Israel	Futuro Exp.	✓ 0,894	18	muy alto	✓ 7,77	34	Democr. parcial
Líbano	Futuro Exp.	! 0,769	67	alto	! 4,86	102	Régimen Híbrido
Libia	Exportador	! 0,724	94	alto	✘ 2,25	153	Autoritario
Mozambique	Futuro Exp.	✘ 0,416	180	bajo	! 4,6	109	Régimen Híbrido
Nigeria	Exportador	✘ 0,514	152	bajo	! 4,62	108	Democr. parcial
Noruega	Exportador	✓ 0,944	1	muy alto	✓ 9,93	1	Plena Democr.
Qatar	Exportador	✓ 0,85	32	muy alto	✘ 3,18	134	Autoritario
Rusia	Exportador	✓ 0,798	50	alto	✘ 3,31	132	Autoritario
Tanzania	Futuro Exp.	✘ 0,521	151	bajo	! 5,58	91	Régimen Híbrido
Trini. y Tob.	Exportador	✓ 0,772	64	alto	! 7,1	47	Democr. deficiente
Turkmenistan	Futuro Exp.	! 0,688	109	medio	✘ 1,83	162	Autoritario

ÍNDICE DE PAZ GLOBAL 2015	POS. 1-162	FRAGILIDAD DE ESTADO FRÁGIL 2016	POS. 1-178	FRAGILIDAD ESTADO	PERCEP. DE LA CORRUPCIÓN	POS. 1-167	COEFICIENTE GINI	AÑO	
!	2140	98	x 90,5	4	Alerta	x 15	163	x 0,421	2009
!	2131	104	x 78,3	89	Riesgo	x 36	88	! 0,353	1995
✓	1329	9	✓ 22,5	157	Sostenible	✓ 79	13	! 0,305	2006
!	2450	134	! 76,3	92	Riesgo	x 29	119	! 0,337	2012
✓	1287	7	✓ 23,8	132	Sostenible	✓ 83	9	! 0,321	2005
✓	2038	94	✓ 34	129	Mas estable	✓ 76	16	x 0,469	2010
!	2382	137	x 90,2	8	Alerta	x 36	88	! 0,308	2008
!	2411	133	x 86,9	49	Riesgo alto	x 27	130	! 0,383	2005
x	3570	161	x 104,7	164	Alerta alta	x 16	161	! 0,309	2007
!	2656	144	x 79,7	78	Riesgo	! 61	32	! 0,392	2008
!	2752	146	x 89,6	10	Riesgo alto	x 28	123	sin datos	
x	2819	149	x 96,4	3	Alerta	x 16	161	sin datos	
✓	1963	68	x 87,8	30	Riesgo alto	x 31	112	x 0,457	2008
x	2910	151	x 103,5	169	Alerta alta	x 26	136	x 0,488	2010
✓	1393	17	✓ 21,2	161	Sostenible	✓ 87	5	! 0,259	2012
✓	1568	30	✓ 45,1	119	Estable	✓ 71	22	sin datos	
x	2954	152	x 81	76	Riesgo alto	x 29	119	x 0,42	2012
✓	1899	58	x 81,8	75	Riesgo alto	x 30	117	! 0,376	2007
!	2070	97	! 57,8	117	Poco estable	! 39	12	x 0,403	1992
!	2202	106	! 76	110	Riesgo	x 18	154	x 0,408	1998

~ 71 ~

Tabla 15 / Elaboración propia a partir de las organizaciones que publican los distintos índices



IMPACTOS EN LA POBLACIÓN

Más allá de los indicadores macro y cuantitativos, existen muchas otras evidencias del sufrimiento y la represión a la que es sometida la población y las comunidades locales.

En 2004, un accidente en la planta de GNL de Skikda, Argelia, sumó 27 muertos¹¹¹. Una década después, en 2013, Al Qaeda atentó contra las instalaciones de gas de In Amenas, con el resultado de 40 muertos¹¹². En 2015, el pueblo argelino se reveló contra la propuesta del gobierno de dar permisos para que la empresa francesa Total explorara hidrocarburos no convencionales. Articulados a través del Movimiento de los Parados, se organizaron movilizaciones en todo el territorio (In-Salah, Ourgla, Ghardaia) para exigir la prohibición del *fracking* y el fin de la discriminación de los pueblos del sur del país (Hamouchene & Pérez, 2016)

En Túnez, las comunidades amazigh del Sáhara padecieron desinformación e incertidumbre frente a la posible explotación de combustibles no convencionales en sus territorios. El Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo hizo un préstamo a la empresa canadiense Winstar, en lo que parecía ser una futura explotación de *fracking*. Las comunidades locales se organizaron para denunciar la situación. Sus pueblos carecían de agua corriente al mismo tiempo que los proyectos de hidrocarburos consumían grandes cantidades de agua y el *fracking* ponía en riesgo el acuífero que daba vida a sus cultivos¹¹³.

~ 72 ~

En Egipto, la ampliación de la refinería Mostorod, a 40 km del centro de El Cairo, provocó la expulsión de las familias que vivían en los asentamientos informales cercanos. El Banco Europeo de Inversiones fue uno de los financiadores del proyecto¹¹⁴

La represión del gobierno de Azerbaiyán se financia con la venta de hidrocarburos. En 2015, el régimen de los Aliyev contaba con un listado de más de 100 presos políticos y una población cada vez más empobrecida. Al mismo tiempo trabajaba codo a codo con British Petroleum y seguía ganando “amigos” en Europa con la diplomacia del caviar¹¹⁵.

111 Poter & Partners (2004) www.plant-maintenance.com/downloads/AlgeriaFTReport.pdf

112 BBC (2016) www.bbc.com/news/uk-england-35303533

113 Bankwatch (2015) <http://bankwatch.org/sites/default/files/briefing-WinstarTunisia-12May2015.pdf>

114 Bankwatch (2013) <http://bankwatch.org/sites/default/files/bankwatchmail56.pdf>

115 European Stability Initiative (2012) www.esiweb.org/pdf/esi_document_id_131.pdf

La situación es parecida en Turkmenistán, Uzbekistán, Kazajistán, Libia, Rusia, Qatar y otros países exportadores. Las élites nacionales y transnacionales sacan un buen provecho del negocio de los hidrocarburos, mientras que las comunidades que viven en los territorios de extracción, padecen la maldición de la abundancia (Llistar & Pérez, 2016). Una maldición que también se extiende por Europa, con ejemplos como la represión del ejército rumano en Pungesti (Martín-Sosa, 2015) y los terremotos que soporta la población cercana al yacimiento de Groningen¹¹⁶.



PROTESTA ANTI-FRACKING EN OUARGLA, ARGELIA, FEBRERO 2015

El cartel dice: "basta de desprecio, basta de marginación" Autor: BBOY Lee.

~ 73 ~



ACCIDENTE DE SKIKDA, ARGELIA, 2004

Fuente: LNG History and LNG Accidents¹¹⁷

116 The Guardian (2015) www.theguardian.com/environment/2015/oct/10/shell-exxon-gas-drilling-sets-off-earthquakes-wrecks-homes

117 LNG History and LNG Accidents (2004) <http://timrileylaw.com/LNG.htm>



OTROS PUEBLOS AFECTADOS

El presente estudio toma como referencia a la Unión Europea y sus relaciones gasísticas, de ahí que la descripción de los impactos en los países exportadores y sus poblaciones se describan desde este marco. Pero los impactos del sector del gas se extienden por todo el globo.

En el año 2009, se anunció el hallazgo de combustibles no convencionales en Neuquén, Argentina, provincia con una larga tradición de explotación de hidrocarburos. En 2011, las organizaciones sociales y ambientales empezaron a distribuir información y acompañaron las acciones de la comunidad mapuche Gelay Ko, afectada por el primer pozo de extracción. Poco después, en 2013, se conformaba la Multisectorial Contra la Hidrofractura del Neuquén, como espacio de articulación de organizaciones que rechazan el *fracking*. La Multisectorial sufrió una dura represión en las movilizaciones contra el acuerdo Chevron-YPF (Martín-Sosa, 2015)

En Papúa Nueva Guinea, la construcción del PNG-LNG, terminal de exportación de gas con un presupuesto de 19.000 millones de dólares¹¹⁸, ha traído consigo la transformación de territorios y de comunidades Migración. Pese a que se valora positivamente el impacto que ha tenido en el mercado laboral a corto plazo, el alcoholismo y la violencia sobre las mujeres ha aumentado de manera preocupante (Wielders, 2011).

~ 74 ~

Las luchas contra el oleoducto Keystone XL¹¹⁹ y el Dakota Access¹²⁰ puede que se repliquen para el sector gasístico si la nueva administración de Donald Trump intensifica la explotación doméstica de hidrocarburos. La contaminación de acuíferos reportados en Pensilvania, Colorado, Ohio, Wyoming, New York y Virginia Oeste, y el último borrador del informe de la Agencia de Protección Ambiental de los EE.UU. de 2015, con más de 150 casos de contaminación de agua, certifican los riesgos asociados a la extracción de combustibles no convencionales (Martín-Sosa, 2015).

También en Sudáfrica la población se ha organizado entorno al *Treasure Karoo Action Group* (TKAG), fundado en 2011, para rechazar el *fracking* y defender la economía local de *Karoo* basada en la agricultura y el turismo (ibid).

118 El PIB de Papúa Nueva Guinea fue de 16.930 millones de dólares en 2014 (datos del Banco Mundial)

119 Espacio web de la campaña No al Keystone XL <http://nokxl.org/>

120 Independent (2016) www.independent.co.uk/news/world/americas/dakota-access-pipeline-doj-loretta-lynch-send-mediators-standing-rock-a7453441.html



VIII

**EL GAS FÓSIL:
¿AMIGO O ENEMIGO
CLIMÁTICO?**

Sin duda, el hito reciente más relevante en referencia a la lucha contra el cambio climático es el acuerdo de diciembre de 2015 en París¹²¹, donde todos los países del mundo acordaron una estrategia de lucha contra el cambio climático para no aumentar la temperatura global más allá de los 1,5 o 2 grados.

El acuerdo fue alabado por la comunidad internacional y se vivió como un punto de inflexión para transitar hacia una economía baja en carbono. Al mismo tiempo, fue duramente criticado por las ONGs y sectores de la sociedad civil por llegar tarde, no ser vinculante, ser insuficiente y sin medios¹²². El acuerdo deja al voluntarismo de los países la ambición en la reducción de emisiones y permite el uso de tecnologías muy controvertidas para conseguir sus objetivos.

El gas natural está muy presente en los discursos climáticos y en el acuerdo de París, por ser el combustible fósil con menos emisiones en la combustión. Aunque como se apuntaba en el capítulo 1, el gas natural está compuesto principalmente por metano y éste tiene un potencial de calentamiento global 86 veces mayor que el CO₂ en los 20 primeros años. La cadena de extracción, transporte y consumo del gas natural tiene sensibles fugas que hay que valorar por su importancia a corto plazo. Pero las cantidades fugitivas a la atmósfera antes de su combustión son motivo de polémica, sobre todo debido a la falta de control, la insuficiencia de estudios independientes y a la discrepancia entre los datos existentes. Sin embargo, durante los últimos años ha crecido la evidencia científica que cuestiona las ventajas climáticas del gas natural, al situarse los niveles de fugas muy por encima de lo estimado con anterioridad, especialmente en las explotaciones de fracking.

~ 76 ~

Uno de los referentes en el estudio científico de las fugas de metano es Robert Howarth de la Universidad de Cornell en los EE.UU. El artículo de Howarth "Methane and the GHG footprint of natural gas from shale formations" publicado en la revista científica *Climate Change*, es uno de los más influyentes debido a la solidez del análisis y las bases de datos utilizadas para realizar el estudio. En él se determinan unos rangos de pérdidas para cada etapa del "upstream"¹²³ y diferenciando la explotación convencional de la no convencional.

121 UNFCCC (2015) <https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>

122 González, Luis (2016) http://rojoynegro.info/sites/default/files/rojoynegro297_0.pdf

123 Operaciones de extracción

PÉRDIDAS DE METANO (% TOTAL EXTRACCIÓN)

	TIPO DE EXTRACCIÓN	
	GAS CONVENCIONAL	GAS NO CONVENCIONAL
Construcción del pozo	0,01 %	1,9 %
Ventilación rutinaria y pérdidas del equipamiento del pozo	0,3 % – 1,9 %	0,3 % – 1,9 %
Descarga de líquidos	0 % – 0,26 %	0 % – 0,26 %
Total Extracción	0,31 % – 2,17 %	2,2 % – 4,06 %
Procesamiento del gas	0 % – 0,19 %	0 % – 0,19 %
Transporte, almacenaje y distribución	1,4 % – 3,6 %	1,4 % – 3,6 %
Total	1,71 % – 5,96 %	3,6 % – 7,85 %

Tabla 16

Si el gas es exportado a través de barcos metaneros, hay que sumarle las emisiones en la operación de licuefacción y las asociadas al transporte¹²⁴. En este terreno existen muy pocos datos y la única estimación disponible es la del artículo publicado por World Gas Intelligence (WGI) el 30 de julio de 2008 que cuantificaba entre 0,1 % – 0,25 % del GNL, por día de transporte, se convertía en gas Este gas¹²⁵ se utiliza como combustible, pero si se produce en exceso y no puede ser utilizado por el motor del barco, se combustiona en un quemador.

Si tomamos como referencia un barco metanero de 150.000 m³ y consideramos las pérdidas de metano en la extracción, transporte en gasoducto, y las emisiones de la licuefacción y el transporte en GNL, obtenemos el siguiente resultado:

124 Las emisiones en la operación de regasificación son mucho menores.

125 llamado BOG (Boil-off Gas).



EMISIONES EN LA LICUEFACCIÓN Y EL TRANSPORTE

PUERTO SALIDA	TRÁNSITO (DÍAS–HORAS)	EMISIONES COMBUS. TRANSPORTE (tCO ₂ eq.) ¹²⁶	EMISIONES POR LICUEFAC.(tCO ₂ eq.) ^{127 128}
Ras Laffan (Qatar)	14d 3h	2.438,23	20.407
Skikda-Bethioua (Argelia)	2d 13h	428,13	
Bonny Island (Nigeria)	11d 15h	1.928,54	
Point Fortin (Trinid. y Tob.)	11d 7h	1.867,86	
Perth (Australia)	23d 7h	3.953,12	
St. Arthur, Texas (EE.UU)	11d 15h	2.429,61	

Tabla 17 / Elaboración propia

Nota: el tiempo de tránsito es una media del trayecto entre el país exportador y los 5 grandes puertos europeos con terminales de importación: Barcelona (ESP), Milford Haven (GBR), Fos LNG Terminal (FRA), Port du Verdon (FRA) y Liborno (ITA); calculado con el software de BP Port to Port.

EMISIONES TOTALES DESDE LA EXTRACCIÓN HASTA SU LLEGADA A EUROPA

EMISIONES DESDE EXTRACCIÓN HASTA LA UE (tCO₂eq)

PUERTO SALIDA	TRÁNSITO	CONVENCIONAL		NO CONVENCIONAL	
		Min	Max	Min	Max
Ras Laffan (Qatar)	14d 3h	113.177	337.685	213.017	437.525
Skikda-Bethioua (Argelia)	2d 13h	111.166	335.675	211.007	435.515
Bonny Island (Nigeria)	11d 15h	112.667	337.175	212.507	437.015
Point Fortin (Trini. y Tob.)	11d 7h	112.606	337.115	212.446	436.955
Perth (Australia)	23d 7h	114.691	339.200	214.532	439.040
St. Arthur, Texas (EE.UU)	11d 15h	113.168	337.676	213.008	437.517

Tabla 18 / Elaboración propia

126 Informe sobre emisiones en el transporte de GNL www.api.org/~media/Files/EHS/climate-change/api-Ing-ghg-emissions-guidelines-05-2015.pdf

127 Documento científico sobre la licuefacción y su consumo energético <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1742-6596/547/1/012012/meta>

128 Se consideran las emisiones respecto un mix energético global www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421516301458

Si hacemos una comparación entre la media de las emisiones europeas per cápita¹²⁹ y las emisiones asociadas al suministro de gas natural, los resultados son más que preocupantes. Un solo tránsito de un barco cargado con 150.000 m³ de gas convencional desde Qatar equivale, en el supuesto más optimista, a las emisiones anuales de más de 16.000 personas europeas y, en el peor de los casos, más de 50.000. Pero si contemplamos un barco cargado también con 150.000 m³ de gas de fracking de los EE.UU., los números se disparan entre 31.000 personas europeas. Y esto sin contabilizar las emisiones de la operación de regasificación, la combustión final del gas natural¹³⁰ y el peligro de pérdidas de carga por accidente¹³¹.

Un estudio liderado por Ramón Alvarez, del *Environmental Defense Fund* en EE.UU., concluye que cambiar de carbón a gas natural reduce el potencial de calentamiento un 25 % en los primeros 40 años, con una proporción de pérdidas de gas del 2,4 % (Alvarez, Pacala, Winebrake, Chameides, & Hamburg, 2011). El mismo estudio concluye que, si la tasa de pérdidas es mayor que el 3,6 %, cambiar de combustible no conlleva ningún beneficio. Con estos porcentajes prácticamente cualquier gas que llegue a Europa a través de GNL estaría fuera de estos parámetros.

Robert Howarth en el artículo *Natural gas: Should fracking stop?* (Howarth, Ingraffea, & Engelder, 2011) compara las emisiones en la combustión de gas, sumándole las pérdidas en las diferentes etapas hasta su consumo, y concluye que, en casi en todos los casos, estas son mayores en relación a los otros combustibles fósiles.

~ 79 ~

129 Emisiones per cápita 2013. Datos del Banco Mundial. <http://data.worldbank.org/>

130 Comisión Europea (2016) http://ec.europa.eu/environment/integration/research/newsalert/pdf/methane_emissions_from_lng_powered_ships_higher_than_current_marine_fuel_oils_444na4_en.pdf.

131 Naucher Global (2015) www.naucher.com/es/actualidad/grave-incidente-de-un-gasero-en-el-puerto-de-barcelona/_n:3580/



EMISIONES DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES DESDE LA EXTRACCIÓN

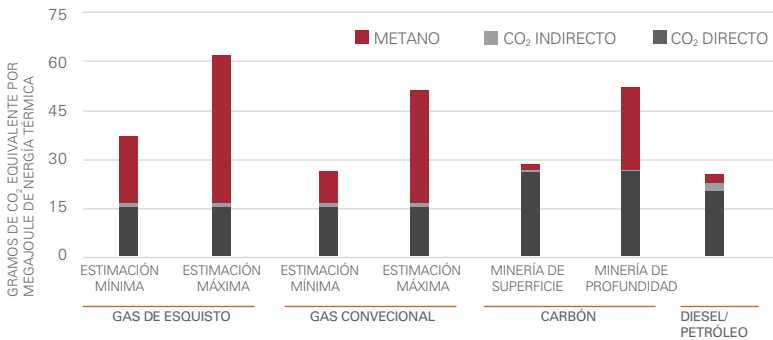


Gráfico 27

FRACKING, FINANCIARIZACIÓN Y TRATADOS DE LIBRE COMERCIO

En la Comunidad Autónoma de Cantabria, en el Norte de España, la empresa Trofagás hidrocarburos obtuvo en abril de 2011 un permiso de investigación de hidrocarburos¹³² en una extensión de 24.876 hectáreas que se bautizó con el nombre de Arquetu¹³³. Trofagás es una filial de la americana BNK Petroleum, que tiene como máximo accionista, Macquarie Capital Markets Canada Ltd, parte del Macquarie Group, el fondo de inversiones más grande del mundo.

La fuerte contestación social logró aprobar una ley regional contra la fractura hidráulica y en febrero de 2014 se anula el permiso de Arquetu.

En 2015, la compañía Viesgo compra los activos de E.on de comercialización y distribución de electricidad y gas en Cantabria. Viesgo es propiedad en un 40 % de Wren House Infrastructure, un fondo kuwaití y en un 60 % de Macquarie European Infrastructure Fund 4.

¿Se imaginan que podría haber hecho Macquarie a través de su filial Capital Markets Canada Ltd con el CETA en vigor? Denunciar la prohibición de fracking ante un tribunal de arbitraje.¹³⁴

132 Boletín de Cantabria (2011) <http://boc.cantabria.es/boces/verAnuncioAction.do?idAnuBlob=206063>

133 Ecologistas en Acción Cantabria (2011) <https://fracturahidraulicano.files.wordpress.com/2011/07/resumenexpedientearquetu.pdf>

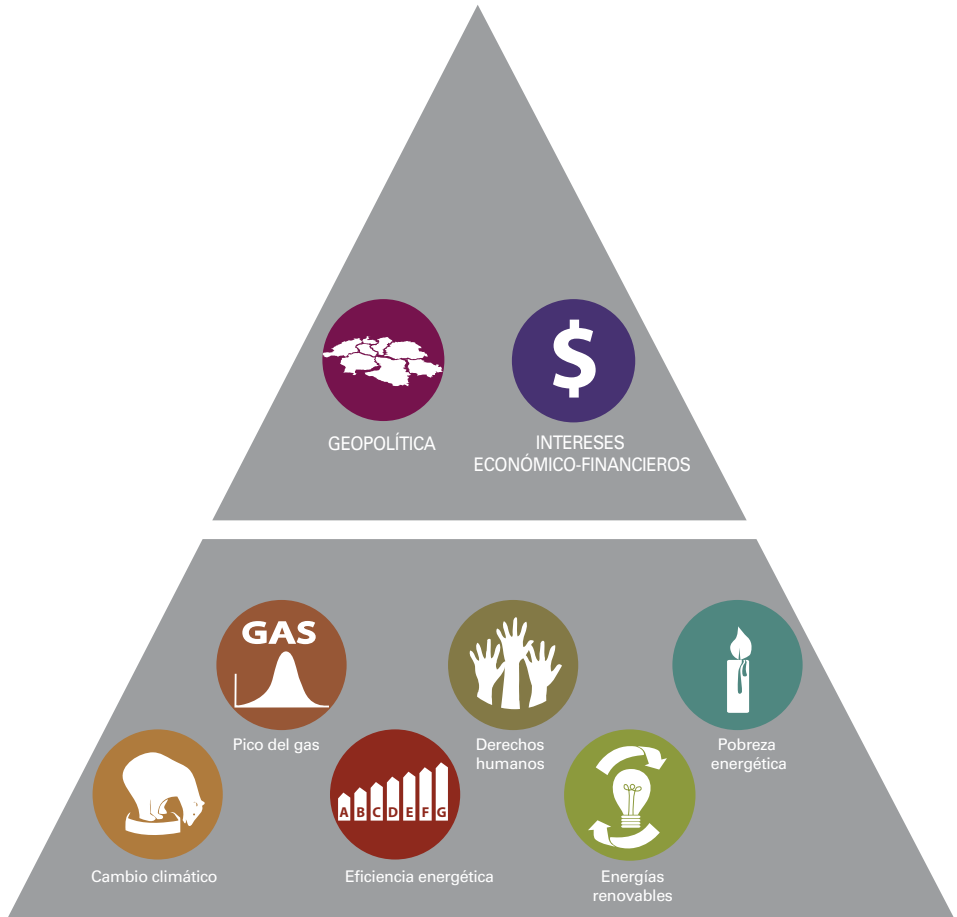
134 Vease el caso Lone Pine. Corporate Europe Observatory (2014) https://corporateeurope.org/sites/default/files/attachments/no_fracking_way.pdf

VIII

CONCLUSIÓN Y REFLEXIÓN FINAL



JERARQUÍA DE MOTIVOS/INTERESES EN LA TOMA DE DECISIONES A GRAN ESCALA EN EL MUNDO DE LA ENERGÍA



Como hemos ido desgranando, los argumentos que sostiene la retórica oficial en referencia al gas natural tratan de imponer un consenso global sobre la necesidad de su uso extensivo e intensivo. El análisis crítico de estos argumentos nos enfrenta a lecturas sesgadas, contradicciones y dudas no resueltas, que deberían ser tomadas en consideración ante tamaña apuesta. A saber:

- 1) El desarrollo global del gas natural está movilizand o inversiones multimillonarias sin tener en cuenta que su explotación está limitada en el tiempo, por ser éste un combustible fósil no renovable.
- 2) Las grandes infraestructuras gasísticas se planean bajo proyecciones de consumo intencionadamente optimistas, sustentadas en garantías y fondos públicos, y con la justificación de que son un estímulo para el crecimiento económico. Esto resulta, en cambio, en una mayor exposición de la esfera pública y en la creación de trabajo limitado, eventual, precario y principalmente masculino.
- 3) El impacto sobre el cambio climático del gas natural, si se consideran las fugas de metano, está por encima de los otros combustibles fósiles. Este hecho es especialmente relevante si se toma en cuenta el crecimiento de las explotaciones de gas no convencional y las emisiones asociadas al gas natural licuado.
- 4) La Unión Europea tiene una alta dependencia de las importaciones de gas natural, especialmente las que provienen de la Federación Rusa. Por este motivo, impulsa a través de la Unión de la Energía, la estrategia de diversificación, pero la limita a la búsqueda de nuevos proveedores de gas, sin apostar con suficiente determinación por otras alternativas, y establece vínculos más fuertes con regímenes corruptos y autoritarios, como los de Azerbaiyán, Argelia, Nigeria o Turkmenistán, que se nutren de la venta de hidrocarburos.
- 5) Las infraestructuras gasísticas existentes están funcionando muy por debajo de su capacidad. Pese a ello, se proyectan nuevos gasoductos y terminales de importación, con el mismo esquema de garantías y fondos públicos.
- 6) La construcción de un verdadero mercado global del gas impulsa la financierización en el sector gasístico. La transición de los precios indexados al petróleo a los precios de mercado, el uso de instrumentos financieros para la inversión en infraestructuras y la penetración de fondos de inversión en las compañías gasísticas, son 3 dimensiones de esta lógica que usa los tratados de libre comercio como facilitadores y dinamizadores.



7) La explotación de hidrocarburos convierte a los países exportadores en altamente dependientes de la venta de petróleo y gas, con unas élites nacionales y transnacionales que capturan la mayor parte del negocio, un aumento del consumo interno por los precios baratos del combustible y la desindustrialización o la no industrialización en otros sectores. Los pueblos y comunidades afectadas padecen la maldición de la abundancia sufriendo los múltiples impactos de la industria extractiva.

8) Por último, la retórica oficial utiliza palabras como seguridad, dependencia, diversificación, transición y un largo etcétera, con la intención de presentar una realidad favorable a sus intereses. De esta manera, allana el terreno para una ofensiva que genera inseguridades, aumenta las dependencias, entiende la diversificación como la sustitución de gas por gas y planea una transición cautiva poniendo en el centro un combustible fósil.

En el mundo de la energía prevalecen ciertas relaciones estructurales de poder. Queremos ilustrar esto, con referencia al boom global y europeo del gas, a través de la siguiente pirámide. En la parte superior nos encontramos con dos capas: la geopolítica y la económico-financiera. En última instancia y para la toma de decisiones a gran escala, estas dos capas son determinantes. Por absurdo e injusto que parezca, incluso los límites biofísicos y los derechos humanos quedan subordinados y solo se consideran si sincronizan con las capas superiores. Dicho de otra manera, se luchará contra el cambio climático si esto no interfiere en la acumulación de capital y se proyectarán infraestructuras de un combustible no renovable si son lucrativas para las grandes corporaciones y fondos de inversión, y como tentáculos de relación entre territorios, aunque esto refuerce regímenes autoritarios.

~ 84 ~

Seguramente, la solución sería algo tan sencillo, y tan sumamente complicado, como revisar la manera de satisfacer las necesidades humanas de agua caliente, electricidad, confort térmico, calentar alimentos, etc., deshaciéndonos de las relaciones jerárquicas y de poder del mundo de la energía, que subordinan el derecho a la vida de las generaciones presentes y futuras. Por el momento, esta propuesta nace de grupos, colectivos y comunidades que apuestan por la democracia energética y la soberanía energética popular, y que poco a poco se abren camino en el complejo campo de la energía.



ACCIÓN EN EL POLÍGONO PETROQUÍMICO DE REPSOL EN TARRAGONA (CATALUNYA)
Nota: los carteles dicen "Ante la impunidad corporativa, soberanía popular". Esta acción forma parte de la actividad VOLT que realiza anualmente la Xarxa per la sobirania energètica en Catalunya.



BIBLIOGRAFÍA

Aker Solutions. (2008). *Face value: Corporate responsibility report 2008/2009*. Lysaker: Aker Solutions.

Alvarez, R., Pacala, S., Winebrake, J., Chameides, W., & Hamburg, S. (2011). *Greater focus needed on methane leakage from natural gas infrastructure*. PNAS.

Aoun, M.-C., Lojanica, M., & Mathieu, C. (2015). *The New Dimensions of Geopolitics*. Clingendael International Energy Programme / Institut Français des Relations Internationales.

Bacheva-McGrath, F., Gallop, P., Gerebizza, E., Hugues, E., Richter, R., & Sikorova, K. (2015). *Pipe Dreams*. Praga: CEE Bankwatch.

Cingotti, N., Eberhardt, P., Feodoroff, T., Simon, A., & Solomon, I. (2014). *No Fracking Way: how the EU-US trade agreement*. ATTAC, the Blue Planet Project, Corporate Europe Observatory, Friends of the Earth Europe, Powershift, Sierra Club y Transnational Institute.

Cotarelo, P., & Pérez, A. (2015). *Abriendo la caja negra de la UE. Metabolismo energético, dependencia y geopolítica*. Barcelona: Observatori del Deute en la Globalització.

Dreger, J. (2014). *The European Commission's energy and climate policy. A climate for expertise? Houndmills: Palgrave*.

~ 86 ~

European Court of Auditors. (2015). *Improving the security of energy supply by developing the internal energy market: more efforts needed*. Publications Office of the European Union.

Fell, H.-J. (2014). *The EU's dependency on Russia for natural gas can only be reversed with a rapid expansion of renewable energy sources*. Energy Watch Group.

Fernández Durán, R., & González Reyes, L. (2014). *En la espiral de la energía*. Madrid: Libros en Acción.

Fischer, S. (2014). *The EU's new energy and climate policy framework for 2030. Implications for the German energy transition*.

Gaventa, J., Dufour, M., & Bergamaschi, L. (2016). *More Security, Lower Cost. A Smarter Approach To Gas Infrastructure In Europe*. E3G.

Graham, I. (2010). *Working conditions of contract workers in the oil and gas industries*. Geneva: Working Paper 276. International Labour Office.

Grandi, L. (2014). *European gas markets: From oil indexation prices to spot markets?* Energy Brains.

Guiteras, M. (2015). *Financialization of infrastructure. Losing sovereignty on energy and economy.* Barcelona: Observatori del Deute en la Globalització.

Hamouchene, H., & Pérez, A. (2016). *Colonialismo energético: el acaparamiento del gas de la UE en Argelia.* Barcelona: Observatori del Deute en la Globalització.

Hernández, J., Kalaitzake, M., Hill, R., Breger Bush, S., Scholl, S., Marshall, J., . . . Perelman, M. (2015). *State of Power.* Transnational Institute.

Hildyard, N. (2012). *MORE THAN BRICKS AND MORTAR.* The Corner House.

Hildyard, N. (2016). *Licensed larceny. Infrastructure, financial extraction and the Global South.* Manchester: Manchester University Press.

Howarth, R., Ingraffea, A., & Engelder, T. (2011). *Should fracking stop?* Nature.

ILO. (2009). *General Survey concerning the Occupational Safety and Health Convention.* Geneva: International Labour Organization.

International Gas Union. (2016). *2016 World LNG Report.* International Gas Union.

Lee, J. (2013). *Financing strategies for LNG export projects.* Alaska Natural Gas Transportation Projects. ~ 87 ~

Leuffen, D. R. (2013). *Differentiated integration: Explaining variation in the European.*

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.* Barcelona: Observatori del Deute en la Globalització (ODG).

Lohmann, L., & Sexton, S. (2012). *Energy Security For What? For Whom?* Dorset: The Corner House.

Martín-Sosa, S. (2015). *Global Resistance to Fracking.* Madrid: Libros en Acción.

Maugeri, L. (2014). *Falling Short: A Reality Check for Global LNG Exports.* Havard: Havard Kennedy Scholl. Belfer Center for Science and International Affairs .

Mediavilla, M., de Castro, C., Capellán, Í., Miguel, L., Arto, I., & Frechoso, F. (2012). *The transition towards renewable energies: Physical limits and temporal conditions.*



Okougbo, E. (2009). *A short review of NUPENG's approach and strategies to addressing contract labour and labour agency practices in the oil and gas industry in Nigeria: Success and challenges so far*. ICEM.

Palley, T. (2007). *Financialization: What it is and Why it matters?* University of Massachusetts Amherst.

Pérez, A. (2014). *El sector de la energia. Dinàmiques d'una corrupció controlada*. Barcelona: Universitat Politècnica de Catalunya.

Pirani, S. (2009). *The russian-Ukrainian Gas Conflict*. Brehem: Research Centre for East European Studies.

Polder, P., Gilbertson, T., & Tricarico, A. (2014). *Natural Gas Lock-In. Current Politics In The European Unions*. Brussels: Rosa-Luxemburg-Stiftung.

Solorio Sandoval, I. &. (2012). *Introduction: The re-evolution of energy policy in Europe*.

Solorio Sandoval, I., & Morata, F. (2012). Introduction: The re-evolution of energy policy in Europe. In F. Morata &.

Stern, J. (2004). *Natural Gas in Europe – The Importance of Russia*. Oxford Institute for Energy Studies.

~ 88 ~

Szulecki, K., Fischer, S., Therese Gullberg, A., & Sartor, O. (2016). *Shaping the 'Energy Union': between national positions and governance innovation in EU energy and climate policy*. Climate Policy.

Tricarico, A., & Sol, X. (2015). *Mega-infrastructure as "structural adjustment 2.0"*. Heinrich Böll Foundation.

Wielders, I. (2011). *Listening to the impacts of the PNG LNG Project*. Oxfam Australia.

ODG

El Observatori del Deute en la Globalització – ODG – (Observatorio de la Deuda en la Globalización) nació en el año 2000 con el objetivo de ser un instrumento de análisis crítico de procesos complejos y/o estructurales para los movimientos sociales. Nuestro equipo de investigadoras pretende mostrar, a través de su trabajo, los impactos y riesgos visibles (y no visibles) del sistema capitalista y patriarcal, produciendo herramientas que faciliten la interpretación del contexto actual. El ODG es también una plataforma abierta a la participación, el debate y la acción, que promueve la creación de redes y espacios de construcción de alternativas que fortalezcan las soberanías populares y el empoderamiento de las comunidades.

En los últimos 5 años, una parte de nuestro trabajo se ha focalizado en el estudio de los modelos energéticos a nivel global. Junto a otras organizaciones europeas, hemos determinado que cabe profundizar en el análisis de la promoción e impulso del gas natural, tanto por el sinfín de nuevas infraestructuras proyectadas, como por los actores que lo apoyan y por la perfecta sincronía con el capital financiero.

ROSA-LUXEMBURG-STIFTUNG

La Fundación Rosa Luxemburg es una organización internacional de izquierdas sin ánimo de lucro dedicada a la educación cívica y vinculada al partido alemán "Die Linke" (La Izquierda). Activa desde 1990, la fundación se ha dedicado al análisis de procesos y avances sociales y políticos a nivel mundial. Actuamos en el contexto de la creciente crisis múltiple de nuestro actual sistema político y económico. En colaboración con otras organizaciones progresistas de todo el planeta, trabajamos para la participación democrática y social, el empoderamiento de grupos desfavorecidos y en alternativas de desarrollo social y económico. Nuestras actividades a nivel internacional tienen como objetivo proporcionar educación cívica mediante análisis académicos, programas públicos y proyectos realizados de forma conjunta con instituciones socias. Con el propósito de orientar y coordinar esta variedad de proyectos, la fundación ha creado 17 oficinas regionales por todo el mundo. Así, la oficina de Bruselas abrió sus puertas en 2008 con la tarea principal de conectar movimientos, activistas y académicas y académicos progresistas y de izquierdas de Europa y del resto del planeta. Trabajamos para conseguir un mundo más justo basado en la solidaridad internacional.

Rosa-Luxemburg-Stiftung Oficina de Bruselas
Rue Saint-Ghislain 62, 1000 Bruselas, Bélgica
www.rosalux.eu

Responsable legal de la publicación
Andreas Thomsen

Autor
Alfons Pérez

Diseño y producción
HDMH sprl

Ilustración & adaptación visual de mapas y gráficos
Mélanie Heddrich

Fotografías
cubierta © Mélanie Heddrich
P. 3 110stefan / pixelio.de
P. 7 Rainer Sturm / pixelio
P. 14 Andreas Morlok / pixelio
P. 19 Uschi Dreiucker / pixelio
P. 33 Milosz1, flickr (CC BY 2.0)
P. 56 Dennis van Zuijlekom, flickr (CC BY-SA 2.0)
P. 63 Kevin Duffy, flickr (CC BY-NC 2.0)
P. 74 Laurent Roger, flickr (CC BY-NC 2.0)
P. 80 Roy Luck, flickr (CC BY 2.0)

Impreso en Bélgica

Esta publicación ha sido financiada por el Ministerio Federal Alemán
de Cooperación Económica y Desarrollo y el Ministerio de Asuntos Exteriores de Alemania.

El gas natural está escalando posiciones y ganando relevancia en el escenario energético mundial. Existen numerosas publicaciones e investigaciones que evalúan el riesgo de combustibles como el petróleo y el carbón pero en el caso del gas natural, es más difícil encontrar análisis críticos de los peligros de su promoción.

La Trampa Global del Gas pretende mostrar las diferentes dimensiones, y sus riesgos asociados, del impulso global y europeo del gas natural. En él se tratan aspectos geopolíticos, económicos, financieros, ambientales, climáticos y sociales, se analiza el papel de las grandes infraestructuras, de los territorios de extracción, de las grandes empresas, tratados de libre comercio, del capitalismo financiero, laborales, y de las instituciones públicas. Solamente tratando todas estas dimensiones se puede advertir qué aspectos de la retórica oficial son cuestionables. Ante los discursos oficiales que arrojan datos sobre la seguridad y la dependencia energética, que insisten en la imprescindible e inaplazable diversificación y que repiten el mantra del gas natural como combustible puente y de transición, La Trampa Global del Gas, ofrece suficiente información, referencias y datos para construir un relato alternativo al oficial. Lo hace, además, intentando describir el lenguaje altamente tecnificado del mundo de la energía, con el ánimo de facilitar su lectura y divulgación, y para que la publicación sirva como documento base para el debate crítico de la apuesta por el gas natural.