



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA GEOPOLÍTICA DEL CARBÓN Y GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

Autor: Antía Carnota Ramos

Director: Beatriz Yolanda Moratilla Soria

Madrid

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Análisis técnico – económico de la situación del carbón y el gas natural a nivel
mundial

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2021-2022 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Antía Carnota Ramos

Fecha: 27/ 08/2022



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

**Yolanda
Moratilla**

Firmado digitalmente por Yolanda
Moratilla
Nombre de reconocimiento (DN):
cn=Yolanda Moratilla, o=Universidad
Pontificia Comillas, ou=Dpto.
Ingeniería Mecánica,
email=ymoratilla@comillas.edu, c=ES
Fecha: 2022.08.29 08:07:37 +02'00'

Fdo.: Beatriz Yolanda Moratilla Soria

Fecha: 27/08/2022



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA GEOPOLÍTICA DEL CARBÓN Y GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

Autor: Antía Carnota Ramos

Director: Beatriz Yolanda Moratilla Soria

Madrid

AGRADECIMIENTOS

Sin duda estos dos últimos años de estudios de ingeniería hubiesen sido mucho más difíciles si no hubiera conocido a mis compañeros a los que ahora llamo amigos. Gracias a mi familia por su apoyo incondicional en todos los baches que han aparecido en estos 6 años de carrera.

Además, agradezco enormemente a mi tutora Yolanda por su disposición para hablar y atender todas las dudas siempre que lo he necesitado, así como su apoyo para llevar a cabo este proyecto.

A todos los que siempre me animáis a que persiga mis objetivos personales.

Espero que os guste.

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LA GEOPOLÍTICA DEL CARBÓN Y GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

Autor: Antía Carnota Ramos

Director: Beatriz Yolanda Moratilla Soria

RESUMEN DEL PROYECTO

Introducción

La situación energética actual invita a investigar escenarios pasados y ver cómo los mercados de gas natural se encuentran interconectados.

Se lleva a cabo una amplia comparación entre los precios europeos del gas, de cómo se calcula el precio final hasta el último consumidor. Por otro lado, se explica y analiza cómo compiten el carbón y el gas a día de hoy en el mercado español.

También es interesante el entender cómo funciona a día de hoy el mercado del gas natural, principalmente en España. Pero no se debe de dejar de lado el hecho de que se trata de un sector muy globalizado y que las decisiones de otros países pueden llegar a influir (y mucho) los precios que se estén pagando en España.

En cuanto a la situación del carbón, se analiza cual es su papel en diferentes puntos del mundo en la actualidad y las perspectivas que se tienen sobre este recurso fósil para el futuro.

Metodología

Ha sido fundamental realizar búsquedas de información de diversas fuentes para poder contrarrestarla y poder sacar aprendizajes más fiables sobre el sector energético mundial.

Para saber cómo están relacionados los hubs (mercados de gas organizados) más importantes del

mundo con el mercado español del gas, se han realizado análisis de regresión para comprobar cómo afecta a España situaciones que ocurran en la otra punta del planeta en cuanto a precios de gas se refiere.

Por otro lado, se ha realizado un análisis de sensibilidad en el que se establecen posibles escenarios de cara al invierno de 2023 con el objetivo de sacar conclusiones de hasta que punto la situación energética actual es peligrosa en cuanto a seguridad de suministro se refiere.

Conclusiones

Se plantean diferentes posibilidades como formas alternativas a la gestión de la llamada “transición energética” que presenta la Unión Europea.

Teniendo en cuenta la inestabilidad actual y lo débil que se está mostrando el continente europeo en cuanto al abastecimiento energético, Europa parece que debería de sentarse y pensar su posición.

Se presenta el hecho de que para el futuro, Europa tenga que plantearse utilizar otros recursos que en un principio habría descartado utilizar para llevar a cabo la transición energética.

TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF GLOBAL COAL AND NATURAL GAS GEOPOLITICS

Author: Antía Carnota Ramos

Director: Beatriz Yolanda Moratilla Soria

ABSTRACT

Introduction

The current energy situation invites to investigate past scenarios and to see how natural gas markets are interconnected.

An extensive comparison is made between European gas prices, how the final price is calculated up to the last consumer. On the other hand, it explains and analyses how coal and gas compete today in the Spanish market.

It is also interesting to understand how the natural gas market works today, mainly in Spain. However, it should not be overlooked that this is a very globalised sector and that the decisions of other countries can influence (and greatly) the prices being paid in Spain.

With regard to the situation of coal, an analysis is made of its current role in different parts of the world and the outlook for this fossil resource in the future.

Methodology

It has been essential to search for information from different sources in order to be able to counterbalance it and to be able to draw more reliable lessons about the world energy sector.

In order to find out how the world's most important hubs (organised gas markets) are related to the Spanish gas market, regression analyses have been carried out to check how situations occurring on the other side of the planet affect Spain in terms of gas prices.

On the other hand, a sensitivity analysis has been carried out to establish possible scenarios for the winter of 2023 in order to draw conclusions as to the extent to which the current energy situation is dangerous in terms of security of supply.

Conclusions

Different possibilities are put forward as alternative ways to manage the so-called "energy transition" presented by the European Union.

Given the current instability and how weak the European continent is proving to be in terms of energy supply, it seems that Europe should sit down and think about its position.

It appears that for the future, Europe will have to consider using other resources that it would have initially ruled out for the energy transition.

ÍNDICE

ÍNDICE DE TABLAS	iv
ÍNDICE DE FIGURAS	v
ÍNDICE DE GRÁFICOS	vi
1. INTRODUCCIÓN	1
2. MOTIVACIÓN	4
3. OBJETIVOS DEL PROYECTO	5
3.1. Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS)	5
4. RECURSOS A EMPLEAR	7
5. METODOLOGÍA DEL TRABAJO	8
6. ESTADO DE LA CUESTIÓN	9
6.1. Situación GNL	9
6.1.1. Países exportadores	9
6.1.2. Países importadores	13
6.2. Situación GN	15
6.2.1. Países productores	15
6.2.2. Países importadores	22
6.3. El papel de China en el panorama mundial del gas natural	25
6.4. Situación del carbón en la actualidad	27
6.4.1. Carbón en Europa	28
6.4.2. Carbón en Asia	35
7. COMPETITIVIDAD DEL GAS NATURAL FRENTE AL CARBÓN EN EL MERCADO ESPAÑOL	38
8. MERCADOS DE GAS NATURAL	48
9. LA TARIFA DEL GAS EN ESPAÑA	50
9.1. Evolución del sistema gasista	50
9.2. Actividades reguladas	50

9.2.1.	Plantas de regasificación de GNL	51
9.2.2.	Almacenamientos subterráneos	51
9.2.3.	Gasoductos de transporte y de distribución.....	52
9.3.	El coste mayorista del gas natural	52
9.4.	Partidas de los precios de gas natural en España.....	53
9.4.1.	Costes asociados a la importación de GNL.....	54
9.4.2.	Almacenamientos subterráneos	55
9.4.3.	Gasoductos de transporte y distribución	55
9.4.4.	Conexiones internacionales	55
9.5.	Diferencias de precios entre países europeos	56
10.	ANÁLISIS DE LOS HUBS MUNDIALES.....	59
10.1.	Visión global de los HUBS	59
10.2.	Influencia de los HUBS mundiales en MIBGAS	61
11.	SITUACIÓN ANTES DE LA GUERRA DE UCRANIA	64
11.1.	Papel del gas en el mix energético actual español.....	66
11.2.	El gas y la energía nuclear como energías verdes	67
	¿Qué nos lleva pensar esta decisión de la CE?.....	69
12.	SITUACIÓN ENERGÉTICA EN EUROPA TRAS EL COMIENZO DE LA GUERRA... 72	
12.1.	Situación en Europa	72
12.2.	Situación en España	73
12.2.1.	Medidas planteadas en España debido a la guerra	76
12.2.2.	Cambios en el mix energético en España en los próximos meses.....	77
12.2.3.	Almacenamientos de gas	80
12.3.	Situación en Francia.....	83
12.4.	Situación en Alemania	86
12.4.1.	Almacenamientos de gas	87
12.4.2.	Importaciones de gas antes y después del comienzo de la guerra	91

12.4.3. Situación energética en Alemania en 2050	92
13. CONCLUSIONES	95
BIBLIOGRAFÍA.....	98

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Comparación de los mayores productores de GN con sus respectivos consumidores en el 2020. Elaboración propia. Fuente: BP.....	24
Tabla 2: Diferentes tecnologías para la captura de carbono. Fuente: (Clean Coal Technology in ASEAN, 2020)	36
Tabla 3: Costes de enero 2013 para el cálculo del precio del carbón en el mercado mayorista. Fuente: Elaboración propia.	45
Tabla 4: Costes de enero 2013 para el cálculo del precio del gas en el mercado mayorista. Fuente: Elaboración propia.	45
Tabla 5: Correlaciones del PVB frente a los principales HUBS mundiales. Fuente: Elaboración propia.....	62
Tabla 6: Rectas de correlación de PVB con los principales HUBS mundiales. Fuente: Elaboración propia.....	63
Tabla 7: Volúmenes de GN y GNL importados por España en 2020 y 2021. Fuente: (ENAGAS, 2022).....	65
Tabla 8: Emisiones de CO ₂ generadas por Europa. Elaboración propia. Fuente: (IEA, 2022) ...	70
Tabla 9: Generación eléctrica diferentes tecnologías con gas natural (GWh). Elaboración propia. Fuente: (REE, 2022).....	76
Tabla 10: Variación de producción de las tecnologías con gas (%) entre 2022 y 2021. Elaboración propia. Fuente: (REE, 2022).....	77
Tabla 11: Consumo mensual de Gas Natural en España. Elaboración propia. Fuente: (REE, 2022).	79
Tabla 12: Escenario 1, consumos de gas de los almacenamientos en España. Elaboración propia. Fuente: REE, AGSI.	82
Tabla 13: Escenario 2, consumos de gas de los almacenamientos en España. Elaboración propia. Fuente: REE, AGSI.	83
Tabla 14: Volúmenes importados por Francia desde Rusia 2020 vs 2022. Fuente: IHS Markit (con suscripción)	85
Tabla 15: Volúmenes importados en la frontera alemana en GWh. Elaboración propia. Fuente: (BAFA, 2022) y S&P (con suscripción).....	87
Tabla 16: Consumos de gas Alemania octubre 2022 - mayo 2023. Elaboración propia. Fuente: (BAFA, 2022) (AGSI, 2022).....	89
Tabla 17: Consumos de gas Alemania meses más fríos. Elaboración propia. Fuente: (BAFA, 2022) (AGSI, 2022).....	91

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Localización de los 10 mayores exportadores de GNL en 2016. Elaboración propia. Fuente: BP.....	10
Figura 2: Localización de los 10 mayores exportadores de GNL en 2020. Elaboración propia. Fuente: BP.....	11
Figura 3: Localización de los 10 mayores exportadores de GN en el 2016. Elaboración propia. Fuente: BP.....	16
Figura 4: Capacidad transporte GN desde Groningen entre 2018 – 2020. Fuente: NAM.....	20
Figura 5: Producción holandesa entre 1970 – 2020. Fuente: (The Oxford Institute for Energy Studies, 2021).....	20
Figura 6: Exportaciones vs Importaciones de gas natural en Países Bajos. Fuente: BBC (Cole, 2021).	21
Figura 7: Estimación de la intensidad de las emisiones de GHG de las importaciones a Países Bajos. Fuente: Oxford Institute of Energy Studies.....	22
Figura 8: Producción de carbón y lignito e importaciones de los diferentes países europeos en 2016. Fuente: EURACOAL.....	29
Figura 9: Producción de carbón y lignito e importaciones de los diferentes países europeos en 2020. Fuente: EURACOAL.....	30
Figura 10: Fechas en la que los países de la Unión Europea plantean dejar de utilizar carbón. Fuente: (European Commission, 2021).....	33
Figura 11: Esquema de los costes asociados al carbón en el mercado mayorista. Fuente: Elaboración propia.....	39
Figura 12: Descripción de cada uno de los costes asociados al carbón. Fuente: Elaboración propia.	40
Figura 13: Descripción de cada uno de los costes asociados al gas. Fuente: Elaboración propia... ..	41
Figura 14: Cálculo del precio del gas en el mercado mayorista. Fuente: Elaboración propia.....	41
Figura 15: Mapa con la localización de los principales mercados de gas mundiales. Elaboración propia.....	49
Figura 16: Mapa de las infraestructuras de Enagás en España. Fuente: (ENAGÁS, 2021).	51
Figura 17: Volumen total embalses España. Fuente: (Embalses.net, 2022).....	75
Figura 18: Temperaturas de referencia en Alemania. Fuente: (Viaja Tiempo, 2022).....	90
Figura 19: Objetivos energéticos 2050 en Alemania. Fuente: (IEA, 2020)	94

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Emisiones de CO2 en la combustión de diferentes fósiles Fuente: (Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico).....	2
Gráfico 2 Peso relativo de los 10 mayores exportadores de GNL en 2016. Elaboración propia. Fuente: BP.....	10
Gráfico 3: Peso relativo de los 10 mayores exportadores de GNL en el 2020. Elaboración propia. Fuente: BP.....	11
Gráfico 4: Evolución de las exportaciones por país entre 2016 y 2020. Elaboración propia. Fuente: BP.....	12
Gráfico 5: Volumen importado en bcm por los 10 mayores importadores de GNL. Elaboración propia. Fuente: IHS.....	13
Gráfico 6: Volúmenes de los mayores importadores del mundo entre 2016 – 2020. Elaboración propia. Fuente: BP.....	14
Gráfico 7: Porcentaje de los mayores productores de GN en el 2016. Elaboración propia. Fuente: BP.....	17
Gráfico 8: Evolución de los volúmenes de producción entre 2016 – 2020. Elaboración propia. Fuente: BP.....	17
Gráfico 9: Detalle de la producción de GN entre 2016 – 2020. Elaboración propia. Fuente: BP..	18
Gráfico 10: Volúmenes importados de los mayores compradores de GN 2016 – 2020. Elaboración propia. Fuente: BP.....	23
Gráfico 11: Volúmenes de importación en 2020 y variación del volumen entre 2016-2020 de los mayores consumidores de GN que no tienen grandes producciones. Elaboración propia. Fuente: BP.....	25
Gráfico 12: Estimación del mix energético en China hasta 2050. Fuente: (IEA, 2019).....	26
Gráfico 13: Mix energético Polonia desde 1990 hasta 2020. Fuente: (IEA, 2022).....	31
Gráfico 14: Mix energético Alemania desde 1990 hasta 2020. Fuente: (IEA, 2022).....	32
Gráfico 15: Mix energético Turquía desde 1990 hasta 2020. Fuente: (IEA, 2022).	32
Gráfico 16: Previsión sobre la capacidad de carbón de los países de la ASEAN para 2040. Fuente: (Clean Coal Technology in ASEAN, 2020).....	36
Gráfico 17: Peso de cada uno de los costes en el precio final del carbón. Fuente: Elaboración propia.....	42
Gráfico 18: Peso de la materia prima y los costes en el precio final del carbón en el mercado eléctrico. Fuente: Elaboración propia.....	43
Gráfico 19: Coste de cada uno de los costes de Ciclos Combinados. Fuente: Elaboración propia.	44
Gráfico 20: Comparación del precio teórico competitivo frente el precio PVB.	46

Gráfico 21: Precio final del gas para consumidores domésticos en países europeos en la segunda mitad del 2018. Fuente: La tarifa del gas: De los costes al precio final (Atienza & Chaves-Ávila , 2019).....	57
Gráfico 22: Factura consumidores domésticos en Noviembre - Diciembre2017 para un consumo medio de 11.000 kWh. Fuente: La tarifa del gas: De los costes al precio final (Atienza & Chaves-Ávila , 2019).....	58
Gráfico 23: Precio de los diferentes HUBS mundiales desde 2000. Elaboración propia. Fuente: Datos internos Naturgy.....	60
Gráfico 24: Generación eléctrica de Diciembre 2020 y Diciembre 2021. Fuente: Enagas.	66
Gráfico 25: Mix energético España 2021. Fuente: REE. Elaboración propia.	73
Gráfico 26:Estructura de la generación eléctrica de España desde Enero 2021 a Julio 2022. Fuente: (REE, 2022).....	77
Gráfico 27: Situación 2022 almacenamientos de gas España. Fuente: (AGSI, 2022).....	80
Gráfico 28: Situación almacenamientos de gas España entre Agosto 2018-Diciembre 2021. Fuente: (AGSI, 2022).	81
Gráfico 29: Situación de los almacenamientos de gas Alemania en el año 2022. Fuente: (AGSI, 2022).....	88
Gráfico 30: Situación de los almacenamientos de gas Alemania en el año 2021. Fuente: (AGSI, 2022).....	89
Gráfico 31: Volúmenes importados por Alemania con sus respectivos precios desde enero 2021 a junio 2022. Elaboración propia. Fuente: (BAFA, 2022).	92

1. INTRODUCCIÓN

Si hubiera que resumir los eventos más importantes de este último año, seguramente algunos de los temas que aparecerían en la conversación serían: la situación energética, la guerra de Ucrania y la futura crisis económica que se espera a raíz de la pandemia.

Los ciudadanos saben (y sobre todo los que pagan las facturas de luz y gas), que el precio de la electricidad ha subido sin precedentes en los últimos meses. Existen diferentes factores que han llevado a que el precio del MWh se haya incrementado hasta unos precios nunca vistos en nuestro país (y en el resto de Europa).

Los expertos en el sector estiman que los precios del gas natural (pero también del carbón, petróleo y demás materias primas) seguirán subiendo en los próximos meses, debido a factores como: el nivel de las reservas de gas natural y la llegada de los meses de invierno que incrementan la demanda, lo que lleva a una subida en el precio de la electricidad. Situación que se analiza en el proyecto y que se está ocurriendo actualmente.

Este encarecimiento del gas está afectando a los mercados mundiales, pero no todas las regiones se están viendo afectadas de igual manera. Los países que basan su mix energético en fuentes fósiles como el carbón o la energía nuclear no están sufriendo de manera tan radical esta anómala situación. Naciones como China que obtenían una gran parte de la energía a través del carbón, comenzaron a diversificar su mix energético hace unos años. Esto implicó un fuerte aumento de la demanda global de gas natural, lo que junto con otros factores, han ayudado a subir el precio del gas.

Pero la gran pregunta es: ¿por qué está habiendo un cambio en los mix energéticos, no solo en ciertos países, sino que esta tendencia sea prácticamente mundial? La respuesta a esta pregunta es: *la transición energética*.

¿Qué implica esta *transición energética*? A grandes rasgos se trata de un cambio (que durará décadas), en las que la humanidad intenta cambiar la forma en la que genera electricidad. El objetivo es frenar, o más bien, minimizar el cambio climático que el planeta está sufriendo y que se estima que empeorará si se continúa en la misma dirección.

¿Y por qué tiene un papel tan importante el gas natural en esta *transición energética*? Uno de los objetivos que se buscan con este cambio energético es reducir las emisiones de gases de efecto

invernadero, para no seguir incrementando la temperatura global del planeta. Para lograrlo, es necesario dejar de quemar combustibles fósiles para obtener electricidad y por ello el protagonismo del gas natural.

Es cierto que el gas natural es un combustible fósil, pero el impacto medioambiental es mucho menor al de otras materias primas. En la siguiente figura se puede comprobar la cantidad de CO₂ que emiten diferentes fuentes fósiles:

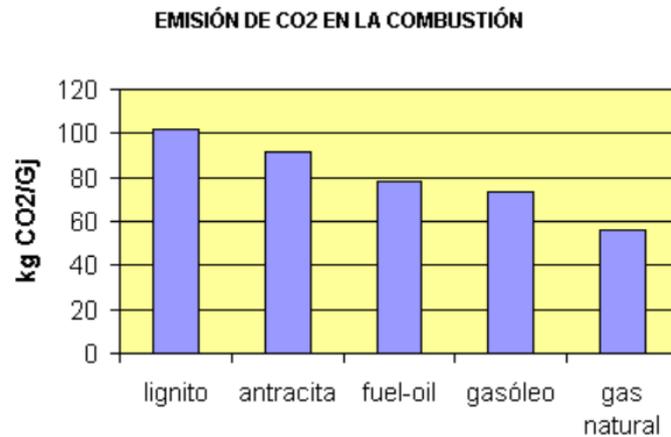


Gráfico 1: Emisiones de CO₂ en la combustión de diferentes fósiles Fuente: (Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico).

Aun siendo una fuente fósil se puede comprobar que se reducen significativamente las emisiones de CO₂ del gas natural respecto al siguiente elemento que emite menos dióxido de carbono.

Es por ello que, en la mayoría de los escenarios que organizaciones mundiales como nacionales plantean el uso del gas natural como una energía “de transición”. El motivo principal de seguir utilizando esta materia prima es, el aumento de la generación de fuentes renovables tiene que estar respaldada por una energía cuya generación se pueda controlar.

Estas energías “controladas” son a día de hoy el gas natural y el carbón, tecnologías que permiten de forma rápida adaptar la generación a la demanda. Por otro lado, se habla mucho en la actualidad sobre la producción con energía nuclear, pero se trata de un debate que no será tratado en profundidad en este estudio.

Al inicio de este proyecto en septiembre de 2021, parecía que el “único” problema al que se iba a enfrentar la sociedad en los próximos meses sería la crisis post-pandemia que todos los países veían cada vez más de cerca. Nadie contaba con otro evento mundial que afectase tanto de forma global hasta que llegó el 24 de febrero de 2022: Rusia entra en guerra con Ucrania.

A día de hoy (verano de 2022) parece que la población en general ha cursado algún tipo de formación sobre energía debido a las implicaciones directas que la guerra está teniendo a nivel mundial, pero sobre todo en Europa.

Teniendo en cuenta estos grandes cambios que afectan radicalmente al proyecto planteado en un

inicio, los objetivos del proyecto se han visto actualizados.

En primer lugar, se realiza un análisis del gas natural (GN y GNL) y del carbón a nivel mundial para tener una idea de cual era “el pasado” de estos combustibles fósiles.

Posteriormente ha sido necesario introducir un apartado sobre las implicaciones de la guerra, con un foco a Europa, y sobre todo a España y Alemania.

Por último, se muestran posibles cambios o situaciones que pueden suceder en el futuro en Europa en cuanto al sector energético se refiere.

2. MOTIVACIÓN

Teniendo en cuenta los precios del gas natural que no paran de marcar precios históricos, parece interesante intentar analizar cómo pueden evolucionar estos precios. Hay que tener en cuenta que al final el precio de la materia prima afectará a la población en general.

No se trata solamente del gasto que supone a la población, pero también de lo que supone que haya recortes en la cantidad de energía que un país puede utilizar debido al desabastecimiento que puedan sufrir debido a cortes del suministro. Esta situación puede llevar a un duro invierno si se presentan restricciones en las calefacciones o transportes.

La contribución del proyecto es importante desde el punto de vista de la sociedad, ya que, si los países son capaces de anticipar futuras situaciones, podrán tomar medidas para rebajar su efecto. Consecuentemente, los ciudadanos no sufrirán grandes alteraciones en su vida diaria en el invierno.

3. OBJETIVOS DEL PROYECTO

Para llevar un análisis sobre el carbón y el gas natural en el panorama mundial, se ha realizado un listado con objetivos intermedios. A grandes rasgos los títulos principales se muestran a continuación:

- Análisis del pasado del gas natural por gaseoducto (GN)
- Análisis del pasado del gas natural licuado (GNL)
- Análisis de los principales mercados de gas del mundo
- Análisis del pasado del carbón
- Análisis de la situación de Europa antes del comienzo de la guerra
- Análisis de la situación de Europa una vez comenzada la guerra
- Escenarios de gas para España en los próximos años
- Escenarios de gas para Alemania en los próximos años

3.1. Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS)

Se han identificado relaciones entre el proyecto y los objetivos de desarrollo sostenible de la Agenda de 2030 de la ONU. Los objetivos relacionados son los siguientes:

Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante

Si las compañías de gas son capaces de anticipar los precios futuros del mercado, podrán comunicárselo a los gobiernos y de esta forma tomar medidas. Además, como se explicó en la introducción, es una energía fósil con unas emisiones mucho menores que otras materias primas.

Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles

Con el objetivo de conseguir ciudades con cero emisiones, el gas natural es una energía que es capaz

de tomar el papel de energía de base para estabilizar los picos de las energías renovables.

De esta forma las ciudades se alejarán de las energías fósiles de carbón y petróleo, para pasar a un mix energético de energías renovables apoyadas por el gas natural.

Objetivo 13: Acción por el clima

La meta final de estos cambios es la generación de energía a partir de fuentes que no emitan gases contaminantes al medio ambiente. Teniendo en cuenta el papel que tiene el gas natural en este cambio, está claro que el proyecto está directamente vinculado a las acciones necesarias para mejorar la situación ambiental del planeta.

Objetivo 17: Alianzas para lograr los objetivos

Es necesario que los países se creen acuerdos para luchar juntos contra el cambio climático. Es muy importante el hecho de que los recursos del gas natural se encuentran localizadas en lugares contados alrededor del mundo. Por ello es vital que los países lleguen a acuerdo que beneficien a ambas partes, tanto a los exportadores como los importadores.

4. RECURSOS A EMPLEAR

Para la realización del trabajo explicado en los apartados anteriores se utilizarán diferentes materiales que se enumeran a continuación.

- Word de Microsoft Office: redacción del proyecto
- Excel de Microsoft Office: tratamiento de los datos
- Power Point Microsoft Office: realización de las presentaciones de seguimiento y final del proyecto
- Matlab: creación de modelos de estimación de precios y volúmenes a futuro del gas natural

5. METODOLOGÍA DEL TRABAJO

Lo primero en el proyecto ha sido realizar un estudio de lo sucedido en los últimos 5 años (2016-2020) en el mercado del gas natural musical. Para ello se buscaron datos en fuentes de datos fiables y se complementarán con noticias e informes de empresas del sector a nivel mundial.

De forma complementaria, es importante saber las causas de las bruscas subidas y bajadas de precios, en este periodo de años delimitado. La idea de relacionar estos picos de precios del pasado con los eventos que los provocaron con el fin de entender estas situaciones de “causa y efecto” para poder aplicar los aprendizajes a futuras situaciones similares.

Para estimar los precios del gas natural es necesario tener en cuenta el coste del petróleo y del carbón. Esto se debe a que históricamente el carbón siempre ha sido más barato que el gas. Por ello, las empresas gasistas ofertan en el mercado eléctrico justo por debajo del carbón para asegurarse su entrada, maximizando su margen de beneficio.

En cuanto al petróleo, los contratos de gas natural se encuentran indexados a esta materia prima. Hoy en día, los contratos a largo plazo dependen cada vez más de los hubs (denominación para los mercados de gas) mundiales, aunque todavía existen un gran número de contratos que dependen del precio del petróleo. Se ha considerado interesante ver las relaciones entre hubs mundiales, por ello se llevó a cabo un estudio de regresión lineal entre mercados gasistas. Con esta información se puede conocer con más detalle como eventos que podrían ocurrir en otra parte del mundo pueden afectar directamente a Europa o incluso España.

En cuanto al carbón se ha analizado las tendencias de su uso en el periodo 2016-2020 en Europa y Asia. También se ha investigado sobre el futuro de esta materia prima en estas áreas geográficas. Por último, motivado por el gran interés que existe estos meses sobre los almacenamientos subterráneos de Europa; se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad para España y Alemania. El objetivo ha sido ver si estos países son o no capaces de mantener su demanda sin nuevas importaciones de gas (peor escenario posible).

En las conclusiones se debate sobre futuras tendencias y cambios que la Unión Europea debería de considerar teniendo en cuenta el panorama de inestabilidad energética actual.

6. ESTADO DE LA CUESTIÓN

Para poder analizar el presente y el futuro del gas natural (tanto el que se transporta por gaseoducto, GN, como el gas natural licuado, GNL), es preciso saber cómo se ha llegado a esta situación.

Para ello se va a explicar en este apartado el pasado (periodo 2016-2020) de esta materia prima, teniendo en cuenta las importaciones, exportaciones y los precios asociados a algunos de los mercados de gas (hubs), más importantes del mundo.

6.1. Situación GNL

Esta materia prima que se consigue a partir de gas natural en forma gaseosa se transporta en barco tras haber sido convertido a líquido. El proceso de conversión de gas a líquido se denomina licuefacción y se consigue al poner a una temperatura de -164°C el gas extraído. Al llegar al puerto de destino, se vuelve a transformar en gas mediante la llamada regasificación. Finalmente es introducido en gaseoductos y distribuido por las redes de distribución, de igual manera que se realiza con el GN.

El objetivo de este apartado es tener una visión global de la situación de GNL y GN estos últimos años. El periodo elegido para realizar este estudio es 2016-2020, aunque puede haber datos más actualizados en algunos casos. El motivo por el que no se ha incluido el año 2021, es debido a que, a la hora de realizar el estudio, no había informes anuales más actualizados. Pero se puede dar el caso de que si haya datos más recientes en alguno de los apartados.

6.1.1. Países exportadores

En primer lugar, para tener una idea sobre dónde se encuentran localizados los países que mayores volúmenes de gas natural licuado que exportaban en el 2016, se ha adjuntado la Figura 2.

Observando el mapa adjunto, llama la atención que todos los países que exportaban en el 2016 GNL tenían una superficie de terreno en contacto con un mar u océano, lo que les facilitaba el poder exportar gas natural por barco.

En el caso de que no tuviesen puertos debido a la falta de costa en su terreno, tendrían que llevar a

cabo acuerdos con países vecinos que sí tuvieran costa, lo que encarecería el precio de su materia prima. Ya que el hecho de tener que atravesar otro país y utilizar sus plantas de licuefacción genera unos costes extras que al final los pagaría el consumidor final.

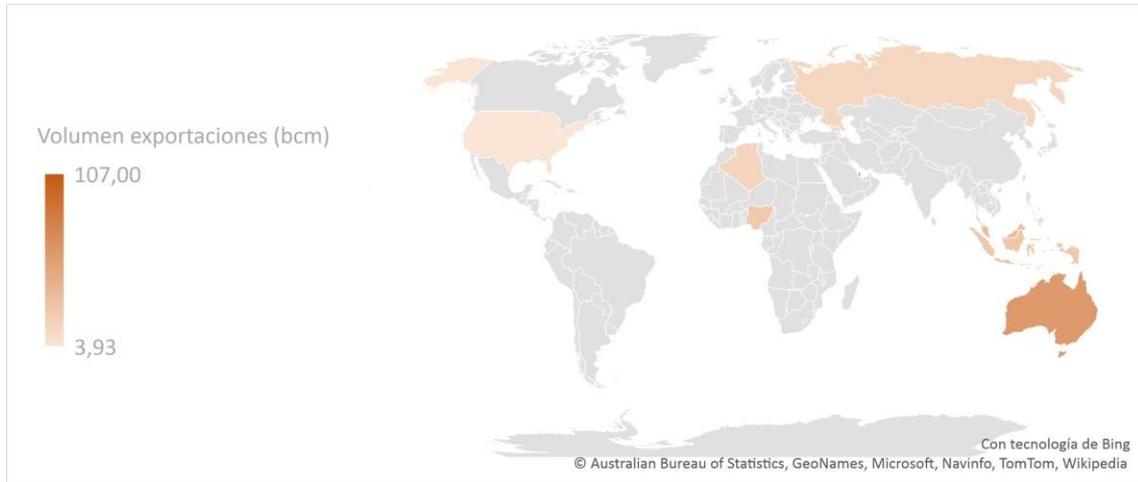


Figura 1: Localización de los 10 mayores exportadores de GNL en 2016. Elaboración propia. Fuente: BP.

En el año 2016, el mayor exportador de GNL era Qatar, siguiéndole Australia, y Malasia, con unos volúmenes de exportación de 107, 59.55, 33.89 billones de metros cúbicos (bcm) respectivamente. El total de los 10 países representados en el mapa anterior, representaban el 84% de las exportaciones de GNL a nivel mundial.

Si cogiésemos los 3 primeros exportadores (Qatar, Australia y Rusia), estarían controlando más de la mitad de las exportaciones que se llevaban a cabo en el 2016 de GNL.



Gráfico 2 Peso relativo de los 10 mayores exportadores de GNL en 2016. Elaboración propia. Fuente: BP.

Cuatro años más tarde, la situación en 2020 varió significativamente en comparación con 2016. La exportación mundial se mantuvo prácticamente constante, pero los pesos que tenían los diferentes

países dentro del panorama mundial sufrieron cambios significativos.

Qatar sigue siendo el país que marca el máximo volumen de exportación, pero en este caso es Estados Unidos quien le sigue como 2º mayor exportador, pasando de representar un 1% de las exportaciones mundiales a 13%.

En el 2020 la situación del gas natural licuado era la que se encuentra en la siguiente figura.

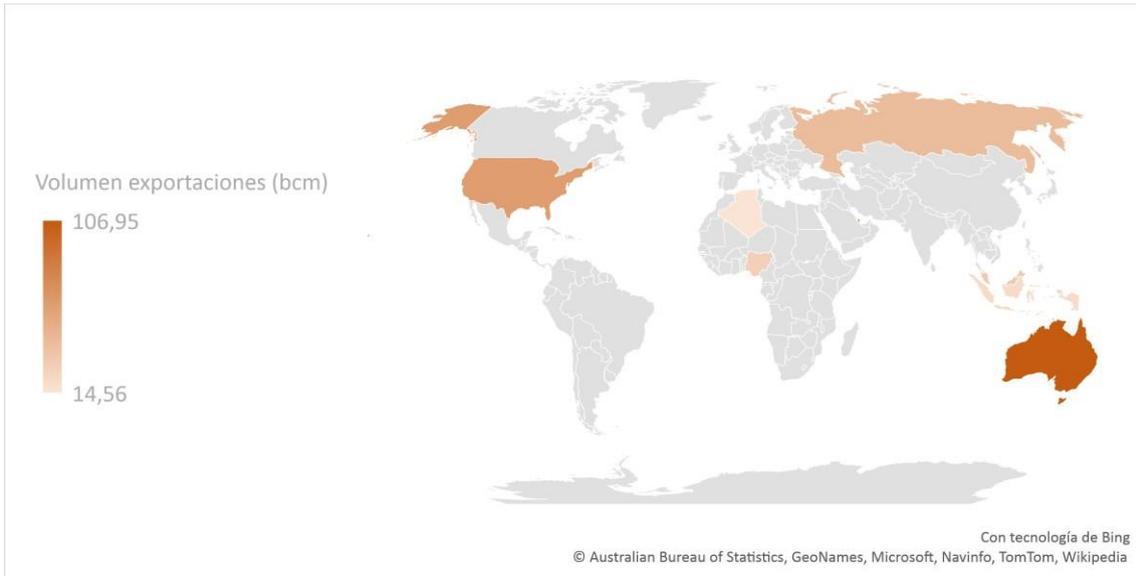


Figura 2: Localización de los 10 mayores exportadores de GNL en 2020. Elaboración propia. Fuente: BP

En este caso la distribución de los pesos en la exportación de GNL en el 2020, siendo el caso más relevante el de Estados Unidos, pasando a exportar el 13% del GNL mundial.

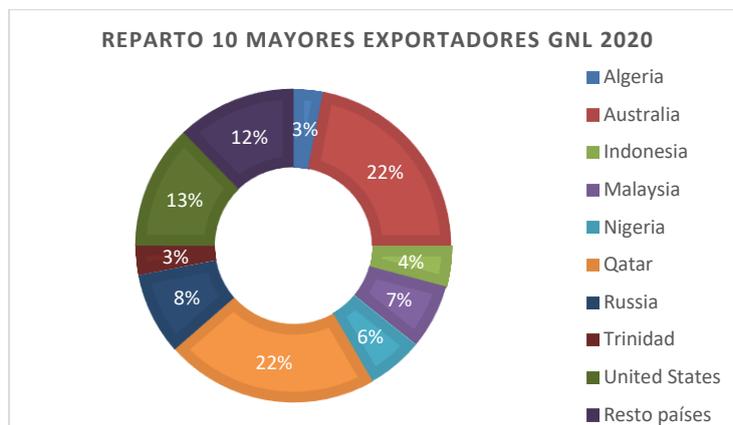


Gráfico 3: Peso relativo de los 10 mayores exportadores de GNL en el 2020. Elaboración propia. Fuente: BP.

Otro dato destacable es que la exportación de los 10 mayores productores sigue incrementando

(también el de los países que no tienen tanta presencia), pero los mayores exportadores siguen ganando más terreno. Este hecho se puede ver en el Gráfico 1, donde en el 2020, el conjunto de países minoritarios en la exportación representa el 12%, mientras que en el 2016 era un 16%.

En cuanto a la evolución entre el 2016 y el 2020, se ha analizado los años intermedios para ver si la tendencia de todos los países era creciente o no. Se analiza este hecho con más detalle adjuntando el siguiente gráfico.

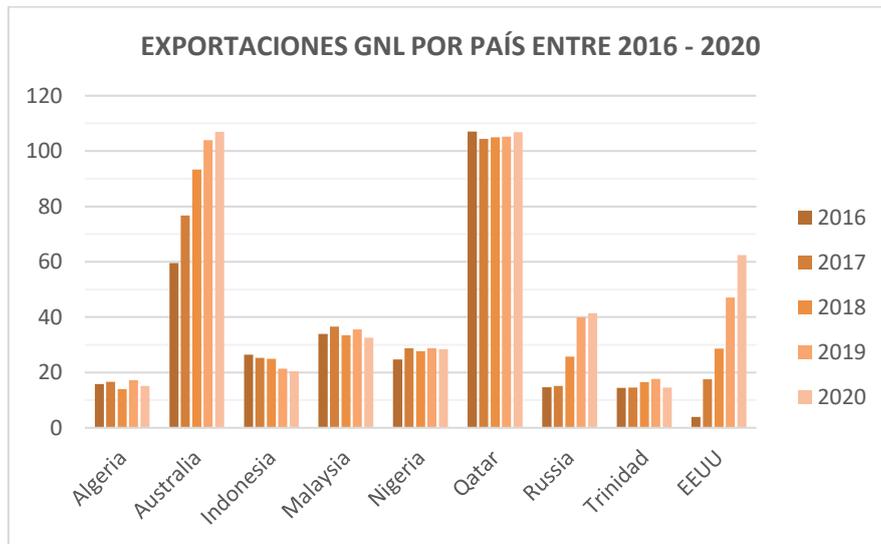


Gráfico 4: Evolución de las exportaciones por país entre 2016 y 2020. Elaboración propia. Fuente: BP.

Es interesante la gráfica anterior porque muestra las cantidades en las que se mueven los volúmenes de los 10 mayores exportadores mundiales. Se puede ver que la tendencia es ascendente, es decir que cada vez se consume más gas natural, y esto ha llevado a grandes aumentos en las exportaciones. Entre las mayores subidas se encuentran Estados Unidos, Rusia y Australia, con un aumento entre 2016 y 2020 de 1148%, 183% y 80% respectivamente.

Otro hecho que no debe pasar desapercibido es que incluso con la pandemia mundial, el nivel de exportación siguió aumentando. Esto ocurre con los 3 grandes países que se encuentran en una escala de volúmenes muy superior a los otros y países analizados.

Lo mismo ocurriría con Rusia que, aunque se encuentre 20 bcm por debajo del siguiente mayor exportador (EEUU), también aumentó considerablemente su exportación en el año 2020 aun siendo un año que, debido a los confinamientos mundial, se disminuyó la demanda de energía.

Lo contrario ocurría para el resto de los países de la lista: Indonesia, Argelia, Malasia, Trinidad y Nigeria; disminuían en una mayor o menos cantidad las cantidades que vendían a otros países.

6.1.2. Países importadores

En cuanto a los compradores de esta materia prima transportada por barco, los mayores consumidores son los que aparecen en la siguiente gráfica:

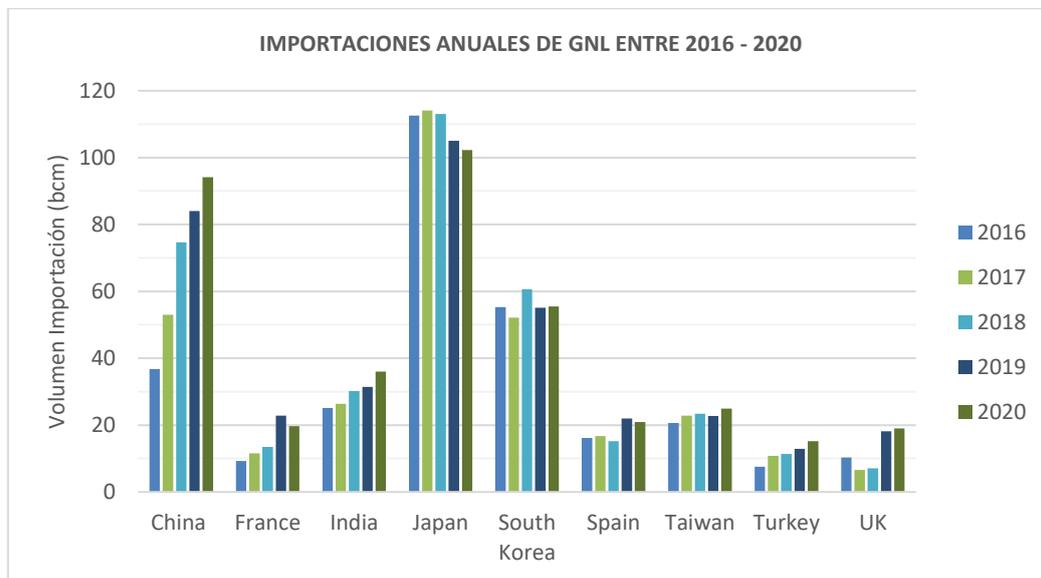


Gráfico 5: Volumen importado en bcm por los 10 mayores importadores de GNL. Elaboración propia. Fuente: IHS

De igual forma que en el apartado anterior donde se analizaban las exportaciones de GNL, y se veía una tendencia creciente de la producción; la misma situación se tiene con las importaciones. Esto indica una tendencia creciente de países que están cambiando su forma de producir energía. Aunque en algunos casos sea más barato el carbón (ya sea porque tienen una explotación nacional como ocurre con la India), se puede ver que existe una preocupación generalizada en reducir las emisiones que cada país genera.

Es sorprendente que incluso en 2020 con la situación de la pandemia, esta fuente de energía ha aumentado su consumo en prácticamente todos los mayores importadores del mundo.

Japón es históricamente el líder de importación de esta materia prima. Debido a su situación geográfica, el país no dispone de gasoductos por los que importar GN. Esto obliga al país a que todo el gas que consume el país es a través de barcos en forma de GNL.

Teniendo en cuenta este factor, el creciente interés de China en esta materia prima es tal, que este pasado 2021 se convirtió en el primer importador, superando al líder del GNL en importaciones.

Como ocurría con los volúmenes de exportaciones, en los países que importan esta materia prima también se distinguen fácilmente 2 grupos de países. Se puede ver que hay dos grupos teniendo en cuenta las escalas de los volúmenes de importación. En este caso estarían en un grupo China, Japón y Corea del Sur; y en el otro el resto de los 7 mayores importadores mundiales.

Es importante no olvidarse del hecho de que se trata de un mercado mundial, por lo que si hay una tendencia a comenzar a consumir este producto en la otra esquina del mundo; se notará fuertemente en todos los mercados mundiales. Y esto es precisamente lo que está ocurriendo con China en la actualidad como se verá en otros apartados.

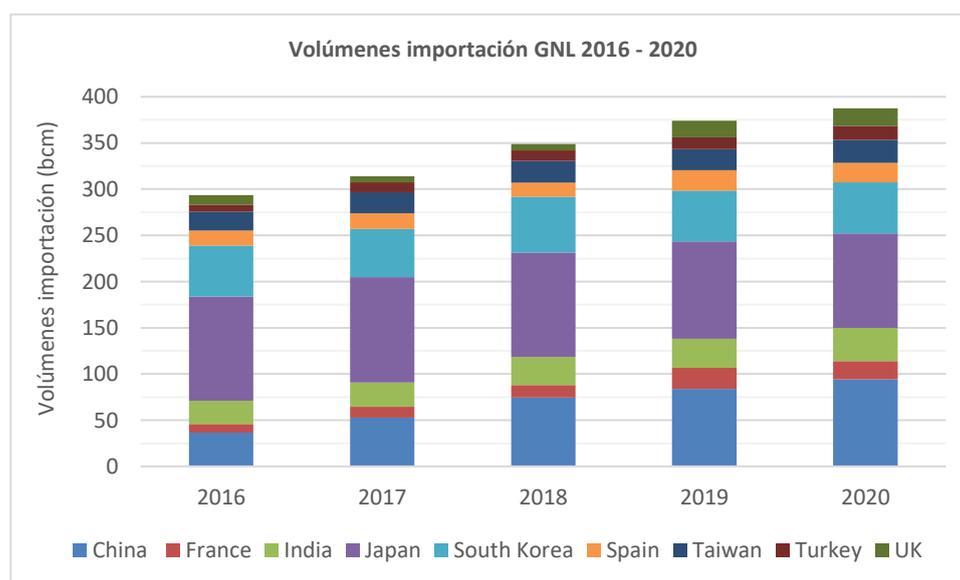


Gráfico 6: Volúmenes de los mayores importadores del mundo entre 2016 – 2020. Elaboración propia. Fuente: BP.

A simple vista se ve que en el 2016 el líder indiscutible de compra de GNL fuera de sus fronteras era Japón. Le seguía Corea del Sur y por último estaba China que comenzaba a incrementar año tras año su compra. Es en 2020 cuando se aprecia que China ha aumentado de estar importando alrededor de 40 bcm anuales a estar prácticamente en 100 bcm.

Vemos que estos tres países se localizan en Asia, además también se encuentra Taiwán que, aunque tiene una importación mucho menos a la de los 3 grandes mencionados anteriormente, representa un volumen comparable al de los países europeos representados en el gráfico.

Fuera de Asia, se encuentran países europeos como Francia, España y Reino Unido que se cuelan

dentro de los mayores importadores mundiales. Eso sí, a una escala de menos de 100 bcm cada uno. Valores que no son comparables al de los países asiáticos. Por este motivo el papel de Asia es fundamental en estos mercados de gas natural licuado.

Un hecho relevante es que aunque Europa es el continente que tiene unos objetivos claros sobre las emisiones y por ello está consumiendo cada vez más gas y cerrando centrales térmicas, que utilizan carbón; no se debe de olvidar que los consumos en otras partes del mundo son mucho más relevante en la escala mundial. Además, teniendo en cuenta este mercado de gas que se transporta por barco cualquier país es competencia del resto, ya que quien esté dispuesto a pagar el precio más alto será quien se lleve los barcos y e influirá en el precio del resto de países.

6.2. Situación GN

En cuanto al gas natural que se transporta a través de gasoducto, la situación tanto de exportar como de importar es algo diferente a la que nos encontrábamos en GNL. Aun así, algunas tendencias se asemejan a lo descrito en el anterior apartado.

6.2.1. Países productores

Siguiendo la misma estructura que en el apartado de GNL, se han adjuntado el mapa geográfico donde se localizan los 10 mayores productores de GN.

Se puede ver en la Figura 8, que muchos de los países que comercian con GNL, lo hacen también produciendo gas natural que se transportará vía gaseoducto.

Es interesante ver que los volúmenes de gas natural que se transporta por gaseoductos es mucho mayor que el gas natural que se mueve a través de barcos. Los volúmenes máximos de exportación de GNL se encontraban alrededor de 100 bcm, y ahora estamos en una escala de valores que son 7 veces mayores.

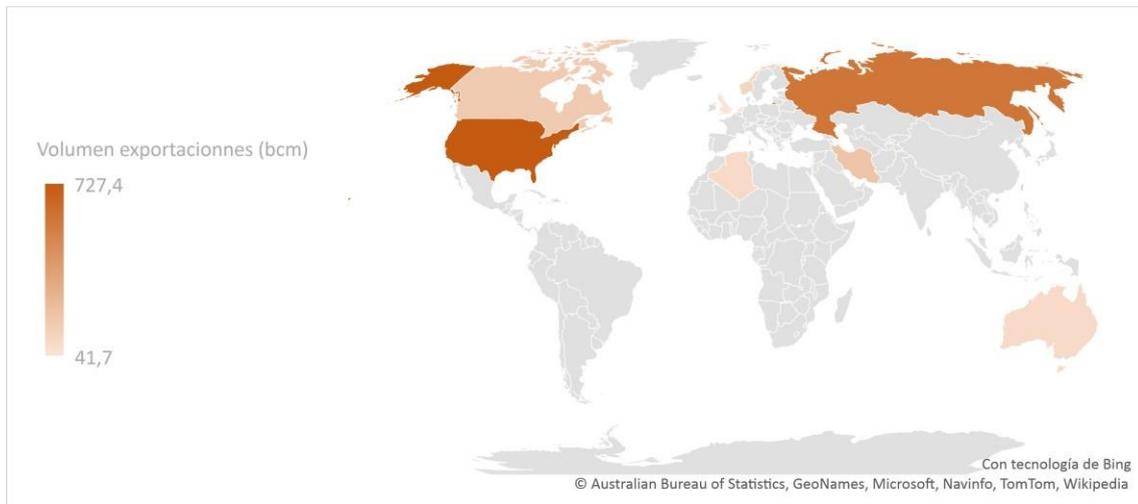


Figura 3: Localización de los 10 mayores exportadores de GN en el 2016. Elaboración propia. Fuente: BP.

En este caso, el país que lideraba el mercado en 2016 era Estados Unidos y le seguía Rusia. Entre los dos cubrían prácticamente la mitad de la producción global del GN.

En el panorama del GNL se encontraban como mayores productores países como Rusia, Estados Unidos, Qatar y Australia. Vemos en el Gráfico 2 que estos países que eran los líderes mundiales en el apartado anterior siguen teniendo una posición dominando en el GN.

Aparecen en este momento países como europeos como Noruega, Países Bajos y Reino Unido que no tenían una posición tan importante en el panorama del GNL.

Este factor podría ser un punto positivo para Europa, ya que podría significar una menor dependencia del continente de países extranjeros. La realidad es que estos volúmenes no son suficientes para suplir la demanda del continente, por lo que es necesario consumir gas natural de países de otras zonas alejadas del mundo.

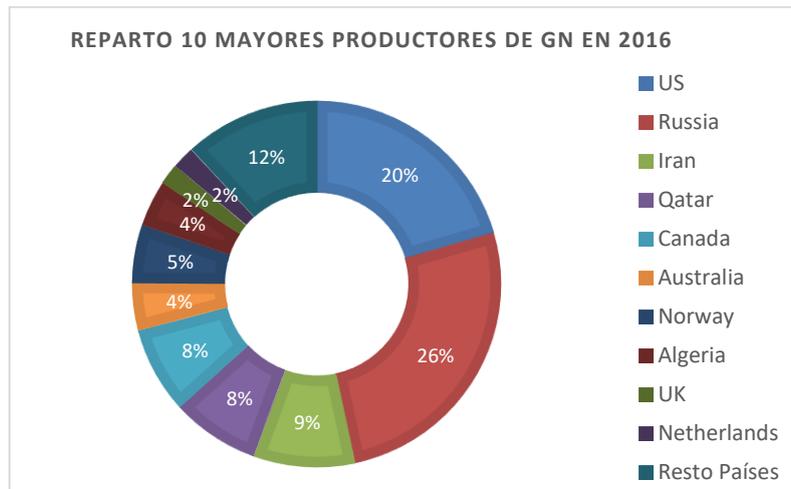


Gráfico 7: Porcentaje de los mayores productores de GN en el 2016. Elaboración propia. Fuente: BP.

Como se veía en el primer gráfico sobre exportaciones de GN (Gráfico 3), los valores de Rusia y Estados Unidos son mucho superiores al resto de países que se encuentran en la lista de los mayores productores mundiales.

Así como la exportación de estos dos gigantes del gas se ve un gran aumento (sobre todo en Estados Unidos), el resto de los países tienen una tendencia bastante marcada y sin grandes variaciones.

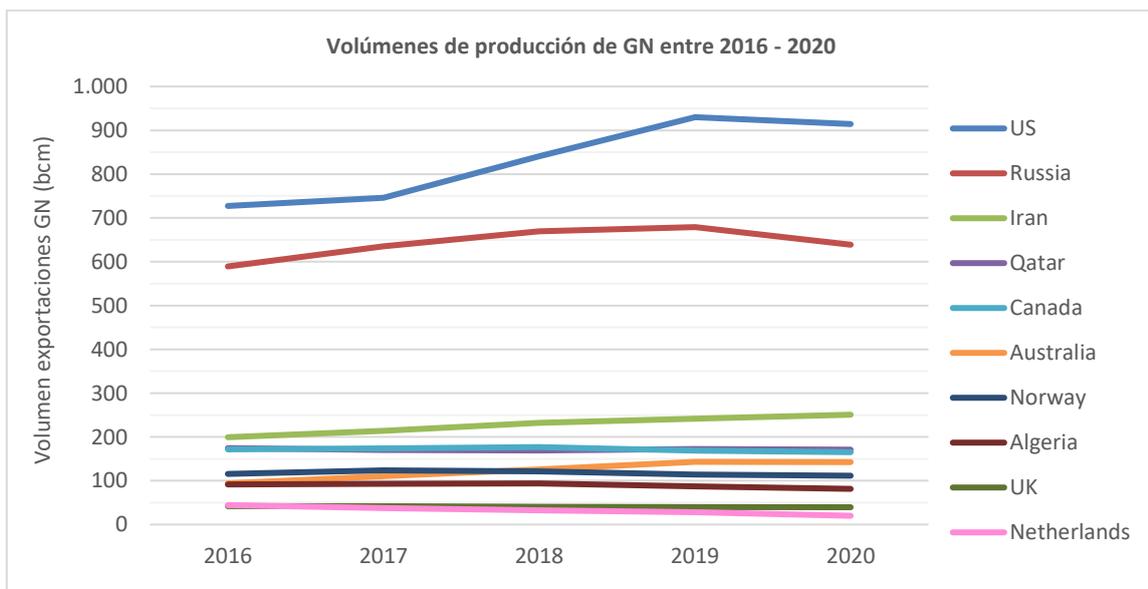


Gráfico 8: Evolución de los volúmenes de producción entre 2016 – 2020. Elaboración propia. Fuente: BP.

Habiendo quitado los Estados Unidos y Rusia del gráfico, se pueden observar mejor las tendencias

del resto de países productores de gas natural (ver gráfico 9).

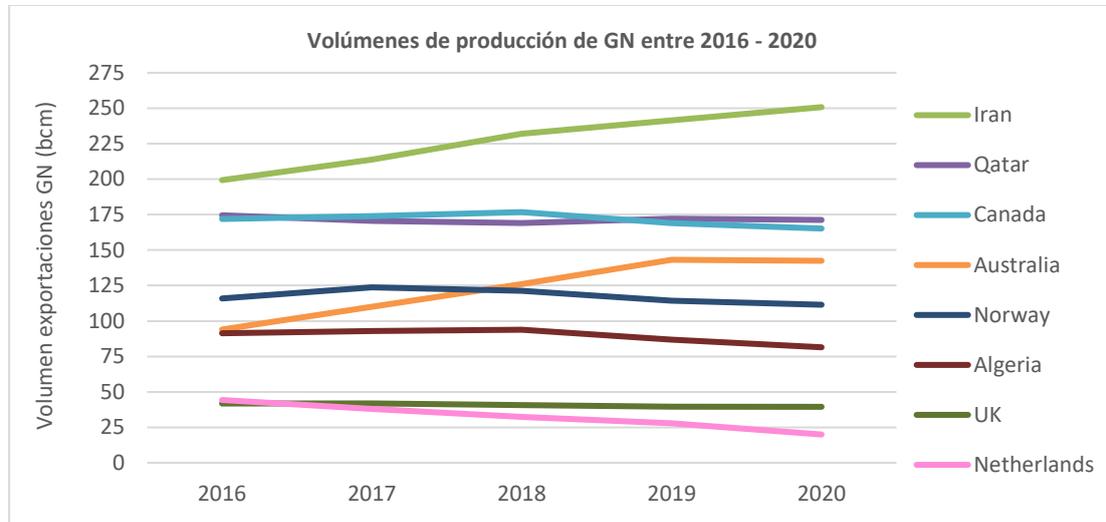


Gráfico 9: Detalle de la producción de GN entre 2016 – 2020. Elaboración propia. Fuente: BP.

Existe un descenso de la exportación de Noruega en el 2020. Se trata de una parada de varios meses por mantenimiento que obligó a reducir los volúmenes que los gaseoductos podían transportar.

En el caso de Países Bajos, el gobierno está tratando de reducir la explotación de las reservas de gas que tienen bajo su terreno, y esto se puede apreciar en el descenso de producción de gas desde el 2016 hasta 2020. Además existe un apartado dedicado a este país más adelante, donde se explica mejor este caso.

Así como en el caso del GNL sí había cambios significativos de 2016 a 2020, en el caso del GN no hay tanta diferencia entre países que incrementan su presencia en el mercado mundial. Se trata de un mercado más estable. Esto se debe a los contratos de largo plazo que existen entre empresas y el hecho de que los gaseoductos tienen un origen y un destino fijos por lo que ayudan a esta “estabilidad de suministro”.

Esta “ventaja” también se puede convertir fácilmente en un factor desfavorable si existen problemas entre el país que produce y el que compra o con países por los que pasan los gaseoductos para llegar a su destino. En este caso no habría opción a cambiar el recorrido que realiza el gas para llegar a su destino (como sí ocurre con el GNL). Un ejemplo de esta situación son los problemas entre Marruecos y Argelia que han llegado hasta el punto de no dejar pasar gas que debería de entrar en España.

Caso particular: Estados Unidos

El motivo que ha llevado a ese aumento de más de 200 bcm anuales en menos de 3 años en la producción de Estados Unidos se debe al desarrollo que ha tenido el país en la técnica del fracking.

En el año 2018 el número de pozos de fracking que había en el país se incrementó de 300 a 500, lo que ayudó a aumentar la producción nacional de manera considerada.

El fracking es una tecnología más cara por las instalaciones y la tecnología que precisa. Para que sea rentable es necesario que el precio del barril de petróleo se encuentre por encima de los 60 dólares. El país comenzó a utilizarla en el momento en el cual el precio del barril se encontraba por encima de los 100 barriles, lo que ayudó a tener más ganancias y poder invertir en esta otra tecnología.

Hoy en día, la mitad del volumen total de gas que se obtiene en el país proviene del fracking. Es sorprendente si se tiene en cuenta que en el 2020 esta tecnología solo generaba alrededor de un 2% del volumen total nacional.

La apuesta americana por esta tecnología ha llevado a cambiar el panorama energético global, ya que se ha demostrado que el planeta tiene unas reservas de gas natural útiles mucho mayores a las esperadas. (Lenín David Rodríguez, 2020)

Caso particular: Groningen

Como se adelantaba anteriormente, el país está reduciendo cada vez más la producción de gas nacional. Esto se debe a que la ciudad de Groningen, donde se localiza la bolsa de gas natural, ha sufrido diferentes terremotos debidos causados a raíz de la explotación de la materia prima. Tras muchas protestas por parte de la ciudadanía el gobierno ha decidido ir reduciendo su producción hasta cerrarlo por completo en unos años.

En la siguiente figura se puede ver cómo año tras año el campo de Groningen ha disminuido tanto su producción, como su cuota de salida. Esta tendencia comenzó en el 2012 a partir del terremoto Huizinge que fue el más fuerte sufrido en el país.

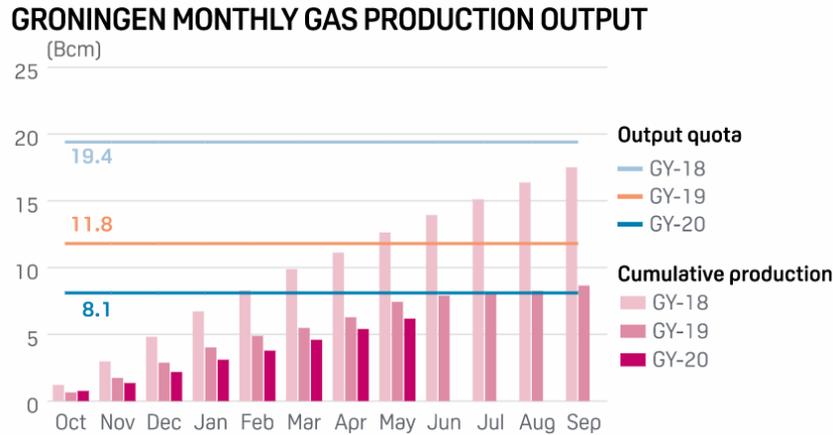


Figura 4: Capacidad transporte GN desde Groningen entre 2018 – 2020. Fuente: NAM.

Este hecho se observa en la siguiente figura donde a partir del año 2014 se redujo considerablemente la producción anual de gas natural en Groningen.

Se trata de una situación que a día de hoy se sigue debatiendo, ya que en principio en otoño del 2021 se había decidido el cierre de la producción para el otoño del 2022. Ahora, de cara al invierno de 2022, parece que el gobierno holandés vuelve a rectificar su firma posición. (Reuters, 2021)

La situación de los altos precios que está pagando Europa por el gas natural que tienen que importar de otras zonas del planeta, no está ayudando al gobierno holandés a tomar la decisión de dejar de producir gas natural doméstico.

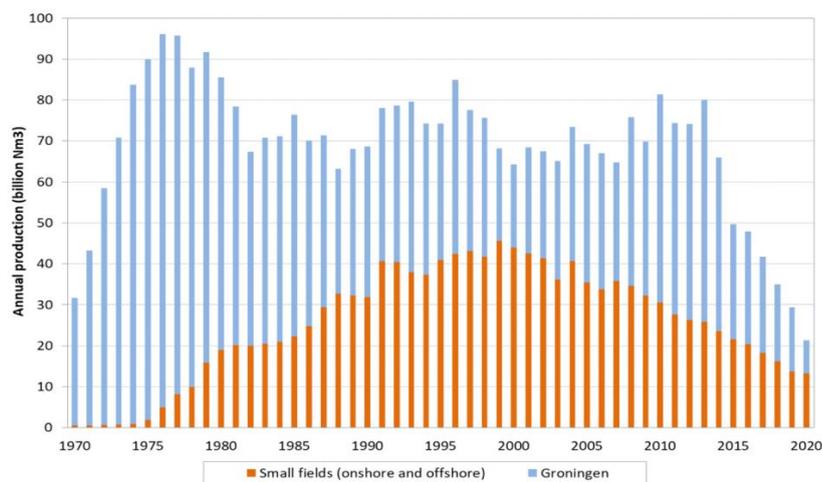


Figura 5: Producción holandesa entre 1970 – 2020. Fuente: (The Oxford Institute for Energy Studies, 2021).

Debido al descenso de la producción nacional, en el 2018 fue el primer año en el que el país tuvo

que importar más gas natural que el que exportaba. Las causas de esta decisión se muestran a continuación:

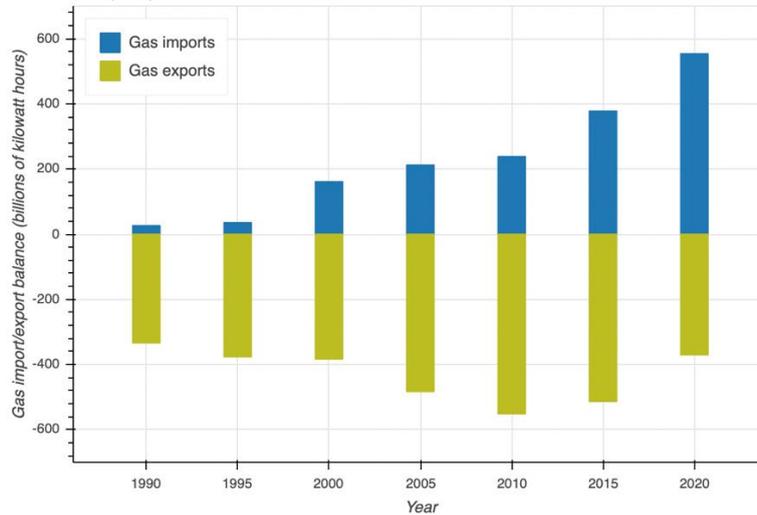


Figura 6: Exportaciones vs Importaciones de gas natural en Países Bajos. Fuente: BBC (Cole, 2021).

Aunque no esté representado el año 2018 que fue en el momento en el cual se invirtió la tendencia. Mirando el año 2015 y 2020 podemos comprobar este hecho.

En el año 2015 al país estaba importando 378 billones de kilovatios hora (bn kWh), y exportando 513 bn kWh. En el 2020 las importaciones pasar a ser de 554 bn kWh, mientras que la producción se reduce hasta los 370 bn kWh.

No solo se está valorando el impacto económico para llevar a cabo esta decisión. También se ha considerado el impacto medioambiental del cierre de la producción nacional desde el gobierno holandés. Para ello han tenido en cuenta la cantidad de CO₂ generado en comparación con la importación de gas natural vía gaseoducto, así como su importación por medio de transporte en barco.

De forma resumida se incluyen a continuación algunos de los valores que el gobierno ha estado valorando.

	kg CO ₂ /boe	g CO ₂ /MJ
Dutch production	8 – 10	1.3-1.6
Pipeline imports		
Norway	8 – 10	1.3-1.6
Other sources	25 – 80	4 – 13
LNG imports	45 – 105	7 – 17

Figura 7: Estimación de la intensidad de las emisiones de GHG de las importaciones a Países Bajos. Fuente: Oxford Institute of Energy Studies.

Excluyendo el impacto medioambiental de Noruega, que es el mismo al de realizar la explotación en el país, debido a que son naciones vecinas. Si miramos los datos de “otras fuentes”, donde se incluye el gas ruso se puede ver que la cantidad de CO₂ que se emite por barril equivalente de petróleo es bastante superior. Finalmente, si se compara esta producción con el GNL, se observa fácilmente que se disparan las emisiones en este caso del mercado holandés.

El objetivo del país es ir cambiando el suministro de las viviendas ya que el 92% de las casas del país se encuentran conectadas a la red de gas. Los pasos que han planteado seguir es que, a partir del 2018, las nuevas edificaciones no podrán estar conectadas a la red para evitar que estas nuevas construcciones no aumenten la demanda nacional.

Por otro lado, también se irán haciendo cambios en las viviendas que ya estén construidas para que cambien su fuente de energía para el uso de la calefacción. Su objetivo es que todos los edificios tengan una fuente de energía de bajas emisiones para el 2050. (Cole, 2021).

6.2.2. Países importadores

En cuanto a los mayores importadores de gas natural por gaseoducto, se encuentran al alza en estos últimos años, al igual que ocurría con el GNL. Así mismo, el año 2020 tampoco fue un año malo en la mayoría de los países que consumen gas ya que la demanda se mantuvo o incluso superó a la del año anterior. Esta estabilidad en la demanda lleva a que los precios no se disparen y que se mantengan. Esta situación se podría revertir con problemas en las explotaciones de gas o geopolíticas que afectasen a los gaseoductos.

Como se puede observar en el gráfico siguiente (gráfico 12), China sigue aumentando año tras año su importación de gas natural, situándose en el tercer puesto.

A día de hoy el gran país asiático se encuentra lejos de consumir por GN los volúmenes de EEUU, pero tiene proyectos en marcha para aumentar el número de gaseoductos que llegan al país para poder aumentar la capacidad.

Si recordamos los importadores que había en cuanto a GNL, se comprueba que el conjunto de países que se encontraban entre los 10 mayores consumidores del mundo ha cambiado. Ahora tienen una posición fuerte Argelia, Arabia Saudí e Irán; países que no tenían presencia en el mercado del GNL, pero sí la tienen en la importación de gas natural por gasoductos.

Otro factor que llama la atención, además de estas nuevas incorporaciones a los países que tienen una posición importante en el mercado del gas natural; es el hecho de que muchos de los países que se encuentran en ese listado de mayores consumidores, son también productores de la materia prima. Este hecho tiene una explicación sencilla. Los países que tienen la suerte de tener entre sus fronteras bolsas de gas natural son capaces de hacer negocio vendiendo la materia prima a otras naciones; pero a su vez pueden cubrir un alto porcentaje de su demanda energética con sus propios recursos. Las consecuencias de esto son: reducir en gran medida la dependencia sobre otros países y tener una materia prima mucho más barata; por lo que los consumidores gastarían menos en sus facturas.

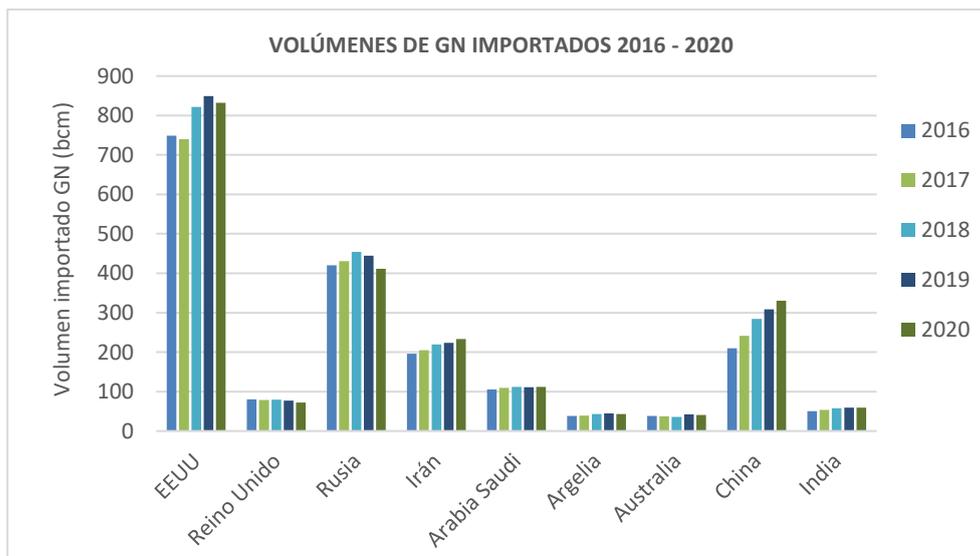


Gráfico 10: Volúmenes importados de los mayores compradores de GN 2016 – 2020. Elaboración propia. Fuente: BP.

Para la realización del siguiente gráfico, se han cogido los consumidores mundiales que no se encuentran dentro de los 10 mayores productores. Ya que como se ha dicho en el párrafo anterior, los países con producción propia (si tienen una demanda energética considerable), se encontrarán casi seguro entre los grandes consumidores de GN.

Este hecho se comprueba en las dos tablas a continuación. En la primera se incluyen los 20 países con más producción de GN en el 2020, mientras que en la tabla de la derecha se muestran los mayores consumidores. Los porcentajes reflejan qué porcentaje de producción y consumo representa cada uno de los países en el panorama mundial.

Los países que tienen un fondo con color se encuentran en ambas categorías, mientras que los que

no tienen un color y su fondo es blanco se encuentran solamente en uno de los grupos. En los datos de la producción se incluye el natural gas que se transforma a estado líquido para generar GNL.

Es importante el hecho de que los 4 primeros países productores son los países que más gas natural consumen. Esto refleja lo mencionado en párrafos anteriores que se debe al hecho de no depender de otros países, además del precio al cual son capaces de comprar la materia prima.

Luego hay otros casos en los que un gran productor no tiene tanta presencia en el consumo mundial. Esto se debe al consumo total energético del país en el panorama mundial. En el caso de Argelia su contribución al consumo de energía mundial es de únicamente un 0,4%.

% Producción GN 2020			% Consumo GN 2020		
1	EEUU	23,73%	1	EEUU	21,76%
2	Rusia	16,57%	2	Rusia	10,76%
3	Iran	6,51%	3	China	8,65%
4	China	5,03%	4	Irán	6,10%
5	Catar	4,45%	5	Canadá	2,95%
6	Canadá	4,29%	6	Arabia Saudita	2,93%
7	Australia	3,70%	7	Japón	2,73%
8	Arabia Saudita	2,91%	8	Alemania	2,26%
9	Noruega	2,89%	9	México	2,26%
10	Argelia	2,11%	10	Reino Unido	1,90%
11	Malasia	1,90%	11	EAU	1,82%
12	Indonesia	1,64%	12	Italia	1,77%
13	Turkmenistán	1,53%	13	India	1,56%
14	Egipto	1,52%	14	Egipto	1,51%
15	EAU	1,44%	15	Korea del Sur	1,48%
16	Nigeria	1,28%	16	Tailandia	1,23%
17	Uzbekistán	1,22%	17	Turquía	1,21%
18	Reino Unido	1,02%	18	Argentina	1,15%
19	Argentina	0,99%	19	Argelia	1,13%
20	Omán	0,96%	20	Uzbekistán	1,13%

Tabla 1: Comparación de los mayores productores de GN con sus respectivos consumidores en el 2020. Elaboración propia. Fuente: BP.

Lo contrario ocurre en Reino Unido, donde tiene un consumo más elevado que su producción. En este caso el consumo del país representa un 1,2% del consumo mundial.

El resto de los países que no se encuentran subrayados o bien son grandes productores, pero su consumo no es muy relevante debido a la necesidad energética del país. En este grupo se encuentran: Catar, Australia, Noruega, Malasia, Indonesia, Turkmenistán, Omán y Nigeria. Con sus porcentajes de consumo dentro del panorama mundial: 0,3%, 1,0%, 0,3%, 0,7%, 1,4%, 0,3% y 0,2% (Nigeria no tiene dato).

Se debe de mencionar es el hecho de que Japón no dispone de gaseoductos y aparece en el siguiente gráfico. Esto se debe a que en los datos de consumo de GN utilizados para esta gráfica se tiene en cuenta gas natural que se utiliza para la regasificación. Como se ha visto en el apartado del GNL, Japón es el mayor consumidor de gas natural en este estado y es por ello por lo que tiene un volumen de GN de esa escala.

Se ha marcado la variación del 0% para distinguir mejor los países que han aumentado su consumo entre 2016 y los que lo han disminuido.

Teniendo en cuenta las variaciones de los consumos que países que tienen que importar su gas de otros países; no se puede tener una conclusión clara de en cuanto a las compras por gasoducto entre 2016 – 2020 (al mirar solamente los países representados en la gráfica 13).

No existe una tendencia generalizada de compras, aunque la mayoría si hayan aumentado las cantidades importadas, existen otros que no lo han hecho e incluso han disminuido en gran parte las cantidades que solían comprar.

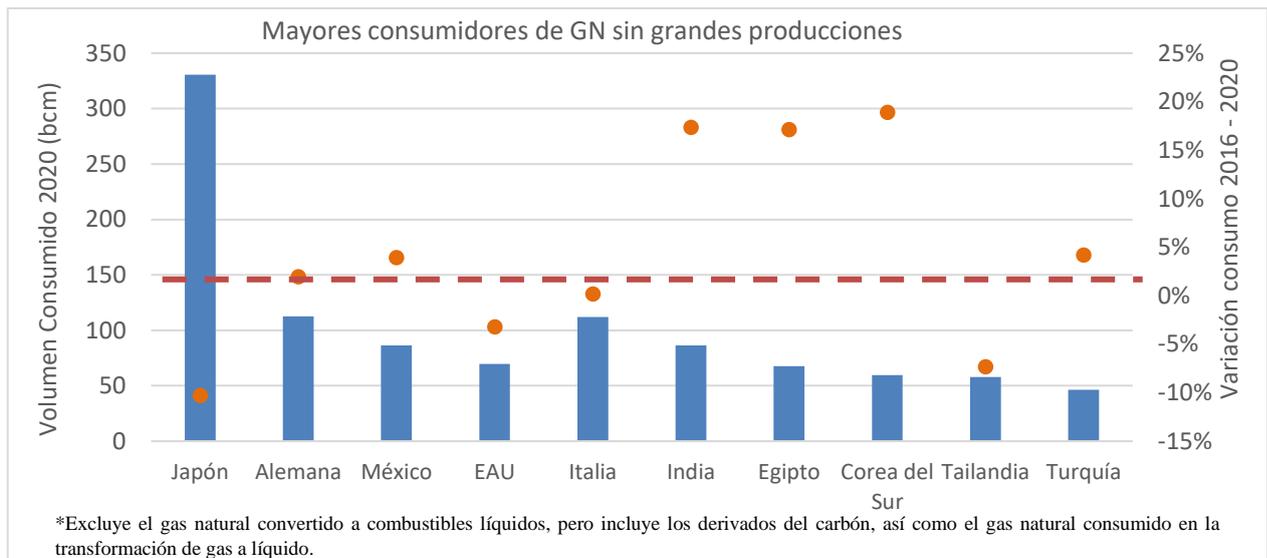


Gráfico 11: Volúmenes de importación en 2020 y variación del volumen entre 2016-2020 de los mayores consumidores de GN que no tienen grandes producciones. Elaboración propia. Fuente: BP.

6.3. El papel de China en el panorama mundial del gas natural

Teniendo en cuenta la tendencia de importación de volumen que está teniendo China, y que esta tendencia parece que no va a dar marcha atrás. Se ha considerado realizar un apartado comentando los rasgos más importantes del panorama energético de este gigante asiático.

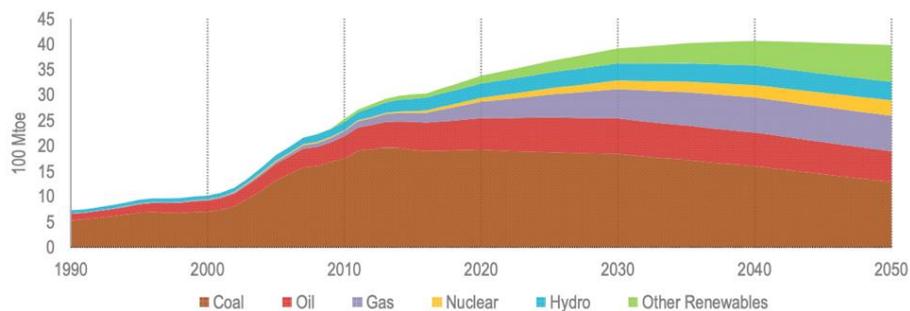
Según estudios de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), prevé que China siga aumentando su importación de GNL en los próximos años. Una de las razones que ha llevado a China a aumentar el volumen de gas que importa es el mejorar las condiciones del aire de las ciudades del país. Al incrementar la demanda de gas natural, el país disminuirá el consumo de carbón por lo que las emisiones se verán reducidas. (IEA, 2019) Más adelante se verá que esto no es del todo cierto, sino que su idea es seguir consumiendo carbón (e incrementar considerablemente su consumo) pero con tecnologías de captura de carbono.

El hecho de que el país esté invirtiendo en construir más plantas de regasificación, confirma la teoría de los futuros incrementos de compra de GNL por parte de China. Por otro lado, se sabe que el país está involucrado en diferentes contratos a largo plazo con diferentes suministradores.

Además, no solo están importando gas natural en barco, sino que también están ampliando su red de importación por gasoducto desde Rusia.

Este gran incremento de gas natural viene a raíz del aumento de la demanda de electricidad de este país. No solo se prevé que aumente el consumo de gas natural en esta región, sino que su mix energético estará diversificado. Se puede ver estas previsiones a futuro en la siguiente ilustración.

Llama la atención que no solo aumenta el consumo de gas natural como se ha estado mencionando, sino que espera aumentar el uso de cada una de las tecnologías. En términos relativos sí que se puede ver que el país ha pasado de tener la mayor parte de su producción proveniente del carbón, con una pequeña proporción de petróleo e hidráulica en el 2000, a comenzar al rededor del 2010 a incluir más tecnologías. Se puede ver que el aumento de la demanda nacional se va a producir con renovables, hidráulica, nuclear, gas y petróleo; quedando el carbón algo menos del 50% de la producción total.



Source: CNPC ETRI (2017c), *World and China Energy Outlook 2050*.

Gráfico 12: Estimación del mix energético en China hasta 2050. Fuente: (IEA, 2019)

Lo que parece estar claro es que China no se plantea a día de hoy dejar de utilizar carbón en su mix energético sostenible del futuro. Se hablará de este hecho en el apartado dedicado al carbón.

Como conclusión de este apartado se debería de destacar la idea de cada zona del mundo está

llevando a cabo su plan estratégico energético de los próximos años y se confirma que no todos siguen la misma dirección.

6.4. Situación del carbón en la actualidad

El carbón es un recurso natural fósil que se utiliza en todo el mundo desde hace siglos. La ventaja frente al petróleo y el gas natural es que se encuentra repartido de forma más uniforme por todo el globo.

Por otro lado, es el combustible más abundante, estimándose que se podría seguir extrayendo este fósil durante más de 100 años debido a las reservas que hay por todos los continentes. (Descubre Fundación, s.f.)

La gran pregunta: ¿por qué hay un apartado hablando del carbón en un proyecto sobre el gas natural? La respuesta se reduce a “competitividad en el mercado eléctrico”.

En el mercado eléctrico las diferentes energías ofertan a su precio marginal una cantidad de potencia determinada. En el caso de las renovables, como su energía no se puede almacenar y debido a su coste variable de 0€, siempre venden su energía porque con ello son capaces de reducir el coste total del sistema eléctrico.

En el caso del carbón y el gas natural, debido a su condición de “almacenamiento” la situación cambia. Las instalaciones que generan electricidad con estas materias primas; ciclos combinados en el caso del gas natural o plantas térmicas en el caso del carbón, se ven obligadas a competir en el coste de su MWh para asegurarse que son ellos quienes marcan el precio del MWh.

A nivel mundial hay muchos países que están creando barreras a la producción de energía con carbón debido a las altas emisiones que emite comparado con otras energías. Pero, esta tendencia no es global, ya que hay continentes que siguen apostando por este recurso fósil para general una parte considerable de la demanda de electricidad.

Se verá las diferentes posiciones que toman los países frente a este recurso fósil, ya que estas decisiones influenciarán la cantidad de gas natural que necesitarán importar.

Si existiese una parte considerable de la potencia que se suministra con carbón, lo más probable es que le estuviese quitando presencia al gas natural y no a otra tecnología. Esto se debe a lo explicado anteriormente, las energías renovables no se pueden almacenar, además de no ser predecibles.

Esta situación lleva a que para tener potencia asegurada que puedan controlar los países generan potencia (principalmente) con gas natural, carbón o energía nuclear.

Las decisiones sobre el carbón varían mucho entre zonas del mundo ya que cada continente o grupo de países posee unos recursos naturales que prefiere explotar antes que depender de otros, además del factor económico que implica el tener producción de un recurso natural dentro de las fronteras.

6.4.1. Carbón en Europa

La Unión Europea es una de las organizaciones, sino la organización más exigente, en cuanto al uso de carbón. Esto viene a raíz de los objetivos que le unión tiene respecto a emisiones, dependencia energética y precio asequible de la energía para todas las personas.

Dentro de la organización cada país es libre de tomar las decisiones que considere oportunas respecto al carbón. Aunque el mercado de emisiones instaurado presiona cada vez más a que los países produzcan ese porcentaje de energía que hasta ahora estaba siendo generada con carbón por otra tecnología. La forma en la que “se presiona” a este cambio es el precio de las emisiones de CO₂. Si este coste sube, las empresas que generan energía y posteriormente la venden, pasarán este coste a los consumidores. El resultado final es que los clientes finales se ven obligados a pagar unas facturas de electricidad muy superiores a lo que estaban acostumbrados.

Existe en Europa una organización europea del carbón y el lignito llamada Euracoal. Su misión es “resaltar la importancia del carbón en cuanto a la seguridad energética, estabilidad en los precios de la energía, el valor económico añadido y la protección del medio ambiente”.

De esta organización se ha sacado el siguiente mapa. Se muestra la cantidad de producción e importación de carbón y lignito de los diferentes países europeos pertenecientes a la organización EURACOAL. En primer lugar, se muestra la situación del carbón en el 2016.

Es importante mirar la leyenda de esta imagen. Los colores de las barras muestran el tipo de carbón; está el lignito, el carbón que ambas son de producción nacional y las importaciones. Por otro lado,

el tamaño de las barras da información sobre toneladas de carbón equivalente. Este término hace referencia a la cantidad de energía que hay en una tonelada de carbón.

Se conoce que el lignito no tiene un gran poder calorífico, como dato de referencia el lignito tiene un poder calorífico alrededor de 16,8 MJ/kg. Si se compara con el carbón, éste tiene un poder calorífico entre 24-35 MJ/kg.

Teniendo en cuenta este hecho, se debe de tener en cuenta que la información que nos aportan las barras es la cantidad de energía que se obtiene, siendo el número que se encuentra en la parte superior la cantidad de materia física que se precisa.

Es por ello que, si se compara la cantidad de carbón que produce Polonia, 70,4Mton en 2016 y el tamaño de la barra azul (que parece ser la más alta del mapa); con la barra roja que representa lignito de Alemania que representa 171,5 Mton se puede ver esta consideración de la cantidad de energía que se obtiene por tonelada. (Junta de Castilla y León, s.f.)

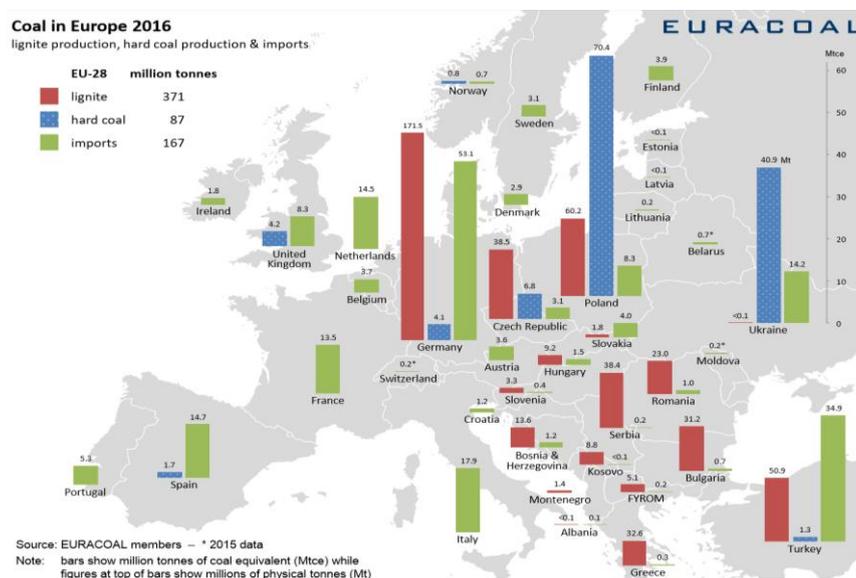


Figura 8: Producción de carbón y lignito e importaciones de los diferentes países europeos en 2016. Fuente: EURACOAL.

Se puede observar que existen diferencias considerables entre los países de la organización. El país que más importa con diferencia es Alemania, siendo su producción de lignito también importante.

Tampoco se debe pasar por alto las grandes cantidades de carbón de Polonia, Ucrania o Turquía.

4 años más tarde, en el 2020 (último informe actualmente de la organización), la situación cambia respecto a las cantidades de carbón presentes en Europa (ver figura 9).

A grandes rasgos se puede ver que la tendencia europea es reducir el uso de esta materia prima. En cuanto a los protagonistas del año 2016; se puede ver que 4 años después seguían teniendo unos volúmenes muy superiores a los del resto de los países. Aunque las cantidades que utilizan son menores, exceptuando Turquía.

El caso de España se ve que la poca producción nacional que había se ha terminado y en el 2020 solamente había importación por un valor de 4 Mt, comparado con la importación de 2016 que rondaba prácticamente los 15 Mt.

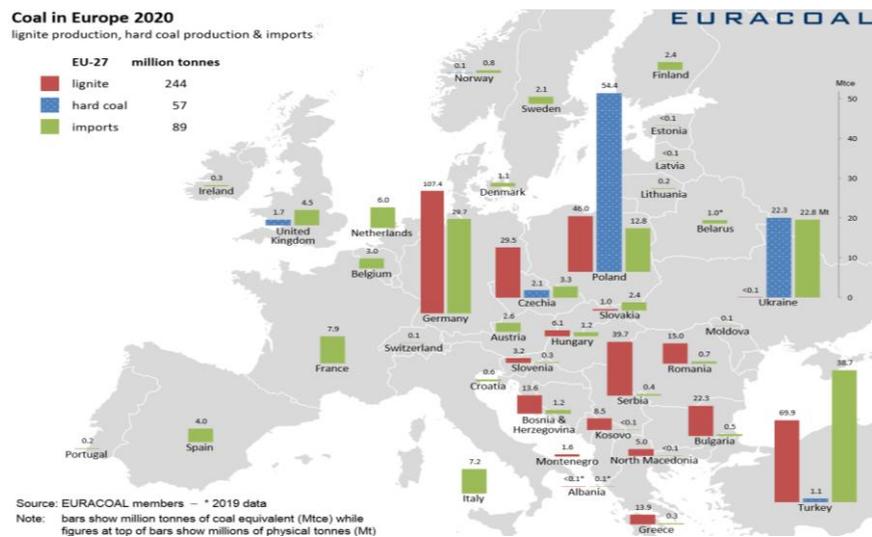


Figura 9: Producción de carbón y lignito e importaciones de los diferentes países europeos en 2020. Fuente: EURACOAL.

Para entrar en un poco más de detalle de los países que más destacan en cuando a la producción y consumo del carbón, se incluye a continuación información sobre las fuentes de energía en las cuales estos países suplen la demanda.

En primer lugar, se muestra la generación energética de Polonia. Es indiscutible la presencia del carbón en este país. Hasta al rededor del 2010 el carbón representaba el 50% de la producción total del país.

Estos últimos años parece que el gas natural comienza a ganar algo más de terreno, pero el petróleo

tampoco se queda atrás.

Se trata de un país donde las energías verdes todavía no prácticamente espacio en la generación nacional, siendo el color naranja (casi despreciable) la representación de la producción solar, eólica y demás energías renovables.

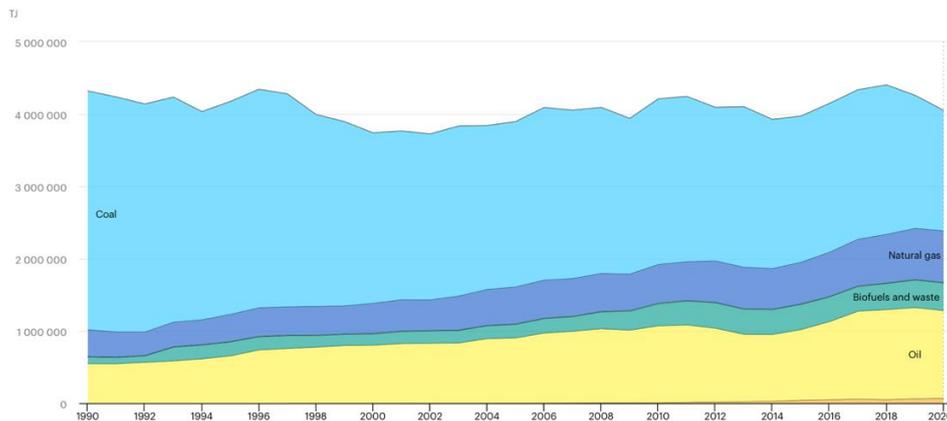


Gráfico 13: Mix energético Polonia desde 1990 hasta 2020. Fuente: (IEA, 2022).

Para este caso de Polonia, la situación parece comenzar a cambiar debido a las regulaciones tanto nacionales como internacionales a las que está sometido el país.

En octubre del año 2021 se firmó un acuerdo llamado “Social Contract for the Mining Industry”. El objetivo de este acuerdo llevar a cabo una disminución de la extracción del carbón para el 2049; además de una producción sostenible de esta materia prima. Para ello la Unión Europea ayudará económicamente al país para financiar tecnologías limpias y no dejar sin oportunidades a los actuales mineros. (IEA, 2022)

También es interesante el hecho de que gran parte de la generación energética de Polonia sea de carbón teniendo en cuenta la producción nacional que tienen de carbón, ya que posee un buen poder calorífico.

En cuanto a Alemania, la situación es muy diferente debido a la variedad que tienen en la generación. En este caso encontramos una cantidad de gas natural equivalente a la del carbón, una presencia notable de la energía nuclear, siendo la energía mayoritaria el petróleo.

Es importante el cambio que ocurre en 2016 con respecto al carbón. En este año se ve que la demanda de energía se reduce y lo sorprendente es que la reducción se realiza principalmente en el carbón. Además, se llega a incrementar la generación de gas natural, biocombustibles e incluso renovables

(color amarillo).

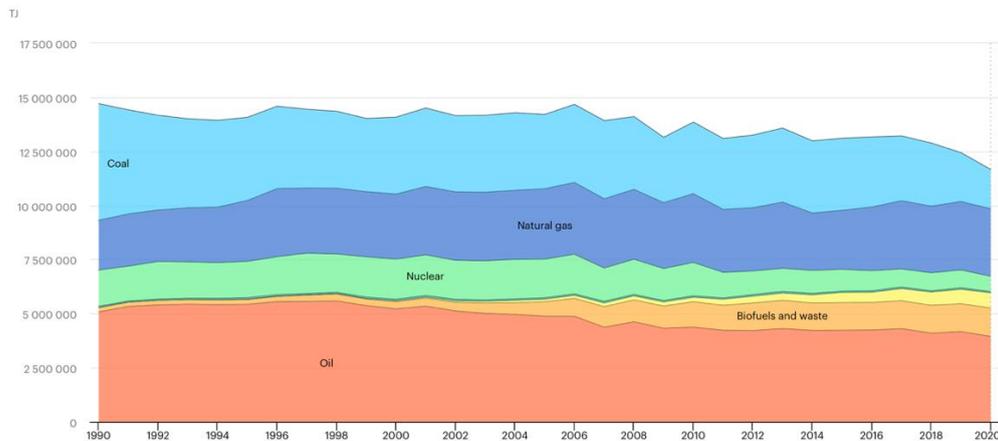


Gráfico 14: Mix energético Alemania desde 1990 hasta 2020. Fuente: (IEA, 2022).

En cuanto a Turquía, un país que se encuentra en la organización Euracoal, pero no es perteneciente a la Unión Europea. Se ha incluido para ver las diferencias entre países que no se encuentran en la Unión, pero además porque es de los mayores importadores de Europa.

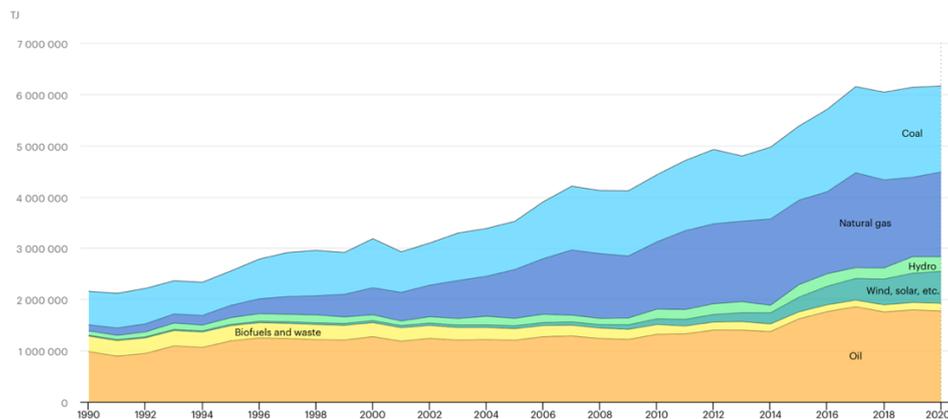


Gráfico 15: Mix energético Turquía desde 1990 hasta 2020. Fuente: (IEA, 2022).

Lo primero que llama la atención de este caso de Turquía es la creciente demanda energética. Esto es una muestra del desarrollo en el que está involucrado el país en la actualidad.

Aunque el petróleo y el carbón representan una parte importante de la generación total, se ve que el país también está optando por energías menos contaminantes como el gas natural, eólica, solar e hidroeléctrica.

Al contrario que Polonia, Turquía posee diferentes energías a partir de las cuales lleva a cabo su

producción. Se veía que en Polonia depende la mitad del suministro del carbón, siendo el 100% de su consumo fósil, ya que la producción renovable se veía que era despreciable.

En este caso de Turquía, aunque el carbón, gas natural y petróleo son las fuentes mayoritarias; parece existir una tendencia en el aumento de las energías renovables (franja verde oscuro).

Por último, cabe destacar que Alemania es el único país de estos tres protagonistas del carbón que tiene energía nuclear en su mix energético. Lo que ayuda a la reducción de emisiones de efecto invernadero; aunque las últimas noticias que se tienen sobre esta energía en el país parecen no seguir apoyando este tipo de generación eléctrica.

Políticas europeas sobre el uso del carbón

Las políticas europeas frente a la generación de energía con carbón están ayudando a que los países se planteen el hecho de poner fecha final al uso de carbón en sus respectivos territorios.

En la siguiente imagen se puede observar que hay algunos países como Hungría, Polonia y República Checa, que a día de hoy no se han posicionado y que siguen debatiendo el hecho de dejar atrás al carbón en un futuro próximo. En cuanto a los países que sí han puesto fecha final al uso de carbón para la generación de energía, se puede ver que se Alemania es el país que más retrasa el cierre de las plantas, siendo esta fecha el año 2038.

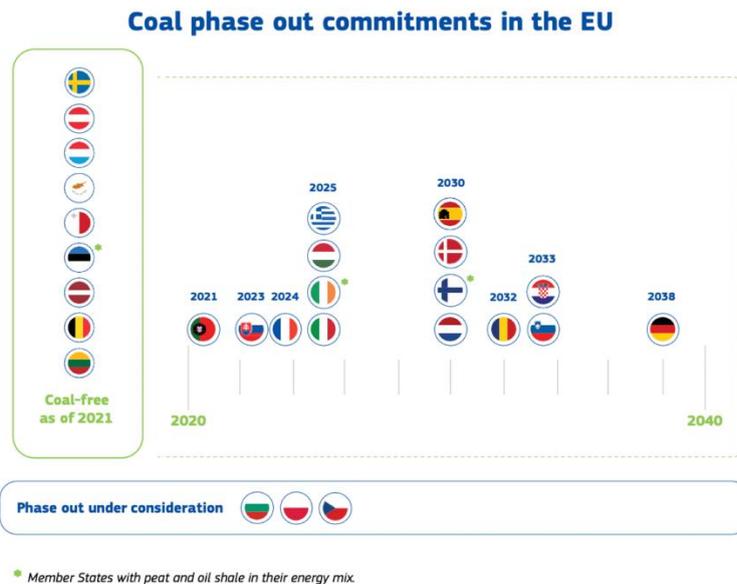


Figura 10: Fechas en la que los países de la Unión Europea plantean dejar de utilizar carbón. Fuente: (European Commission, 2021).

La idea general que se sustrae de este apartado sobre la situación de carbón en Europa es que los países están haciendo cambios en sus respectivos mixes de generación de energía.

El carbón parece ir desapareciendo lentamente, aunque aún tiene mucha presencia en muchas de las naciones; sobre todo aquellas que tiene producción nacional. Este factor es determinante a la hora de realizar cambios en la estrategia energética de un país. Ya que el hecho de tener una producción nacional de una materia prima (en este caso el carbón), implica tomar la difícil decisión de cerrar/reducir la producción con los factores económicos y sociales que implica.

En cuanto a los puestos de trabajo relacionados con la minería en Europa, existen alrededor de 208.000 personas que se encuentran directamente relacionadas con la actividad. Entre 2010 y 2018 se han ido reduciendo el número de plantas activas en Europa, en concreto el cierre de 82 plantas. Siendo los efectos de estas decisiones la reducción de trabajo de un 32%, y el descenso de la producción de un 43%.

La Unión Europea ha realizado diferentes escenarios para intentar estimar los efectos de cerrar las plantas de carbón. Para ellos existe el escenario llamado National Energy and Climate Plans (NECP) y Ten Year Network Development Plan (TYNDP).

El primer escenario se basa en que los diferentes países deben de crear planes Nacionales dentro de sus posibilidades con el objetivo de mejorar las emisiones y eficiencia energética entre 2021-2030. (European Commission)

En el caso de TYNDP los objetivos descritos tienen una fecha de cumplimentación más tardía, siendo 2050 el año que representa la fecha límite para lograr las cero emisiones netas.

Cada uno de estos escenarios tiene sus características, pero lo que importa para este apartado es el hecho de que teniendo en cuenta el NECP se estima perder alrededor de 54.000 empleos, mientras que con TYNDP sería 112.000. Por otro lado, se estiman crear nuevos empleos en el sector de las energías renovables. Los cálculos actuales indican que habrá unos 315.000 empleos para 2030 y 460.000 en 2050.

6.4.2. Carbón en Asia

Ahora nos vamos a otro lado del planeta donde se verá que la estrategia energética de estos países poco se asemeja a lo que se ha descrito de la situación del carbón en Europa.

Se debe tener en cuenta que los diferentes recursos naturales se encuentran repartidos de forma desigual alrededor del mundo. En el caso de Asia, existen muchas reservas de carbón en diferentes países, lo que lleva a que la mayoría más grandes productores de carbón se localicen en esta zona del globo.

Por otro lado, no todos los países tienen los recursos económicos ni tecnología para llevar a cabo cambios tan rápidos como los que plantea Europa. En el caso de Asia, existe una organización llamada ASEAN (Asociación de Naciones de Asia Sudoriental), que plantea un mix energético en el que se encuentra el carbón representando un gran porcentaje de generación de energía.

En esta asociación de países asiáticos engloba las siguientes naciones: Brunei Darussalam, Camboya, Indonesia, Laos, Malasia, Myanmar, Filipinas, Singapur, Tailandia y Vietnam. Los detalles de su estrategia energética se explican a continuación.

En primer lugar, en uno de los informes de la organización que explican su estrategia energética. Incluyen datos sobre la posición que tendrá el carbón dentro de la generación de electricidad nacional.

Así como en Europa la solución frente a esta materia prima es dejar de extraer este mineral para dejar de utilizarlo; en Asia lo que presentan es seguir con su uso cambiando la tecnología con la que se consigue energía.

Las tecnologías que esperan utilizar para reducir el impacto de las emisiones que se generan al producir electricidad con carbón son las que se presentan en la siguiente tabla.

La primera columna indica el coste de cada una de las tecnologías captura de carbono que se están implantando en los países del sur de Asia para reducir el impacto medioambiental sin dejar de utilizar las reservas de carbón que se encuentran en esta zona del planeta. En la segunda columna se muestra la eficiencia de cada una de las tecnologías, el término es “High Heating Value efficiency”, este término representa la cantidad de carbono que cada una de las tecnologías es capaz de retener. Por último, la tasa de emisión de carbono (en toneladas) varía por cada MWh de electricidad generado.

Se puede ver que, a mayor eficiencia, menor ratio de emisiones; lo que implica que la tecnología es mejor. A su vez, se puede comprobar que, a mejor tecnología, el coste también aumenta.

Technology	Capital Cost (2018\$ Billion/GW)	HHV Efficiency	Emission Rate (T/MWh)
Subcritical	1.33	31%	1.04
Supercritical	1.59	38%	0.90
Ultrasupercritical	1.85	41%	0.83

Tabla 2: Diferentes tecnologías para la captura de carbono. Fuente: (Clean Coal Technology in ASEAN, 2020)

Teniendo en cuenta el impacto de estas tecnologías de captura, este grupo de países da por asentado el hecho de que el carbón seguirá formando parte de su mix energético del futuro. Este hecho se ve reflejado en la siguiente gráfica.

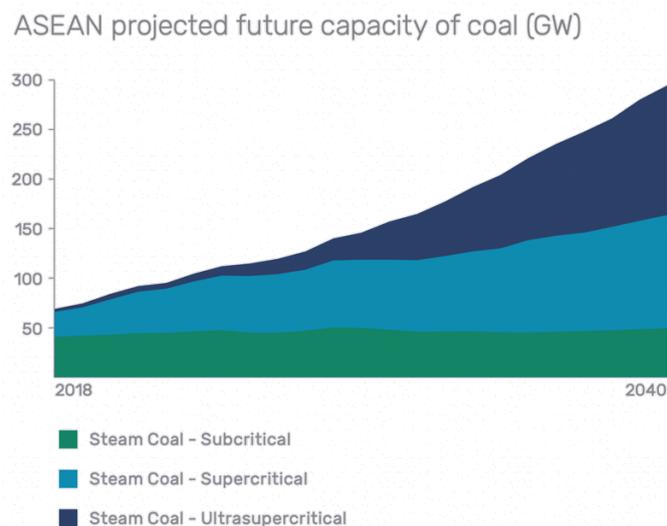


Gráfico 16: Previsión sobre la capacidad de carbón de los países de la ASEAN para 2040. Fuente: (Clean Coal Technology in ASEAN, 2020)

Teniendo en cuenta lo visto en Europa, que la tendencia de los países es a ir disminuyendo la producción y consumo de carbón hasta llegar a cerrar las minas; puede ser sorprendente el hecho de que en otras zonas del planeta estén planteando el aumento de consumo de esta materia prima.

De hecho, se puede comprobar que el aumento es indudablemente significativo ya que en el 2018 tenían instalados una capacidad de 70 GW, y esperan aumentar las instalaciones de generación de energía con carbón hasta 300 GW para el 2040.

Por otro lado, es destacable el hecho de que la potencia de la peor tecnología (subcrítica) no parece aumentar en el futuro; sino que la estrategia de estos países es incrementar la producción de carbón mediante el uso de la tecnología supercrítica y ultra supercrítica.

Teniendo en cuenta sus estimaciones, parece ser claro que lo que buscan estos países es disminuir la dependencia de otras naciones en cuanto a la obtención de energía. Y el resultado de ello es que en 2040 el 49% de la capacidad total de generación de energía provenga del carbón. Básicamente consideran que es posible una generación de energía menos contaminante y sin depender de otros países mediante el uso de carbón.

Como ya se ha mencionado anteriormente, cada país (o zona geográfica) está mirando cuáles son sus mejores opciones para mejorar el panorama energético actual. Mientras el objetivo de reducción de emisiones esté claro, no se debe de olvidar el hecho de que cada país tiene unos recursos y una capacidad económica diferente; lo que llevará a diferentes soluciones y mix energéticos.

7. COMPETITIVIDAD DEL GAS NATURAL FRENTE AL CARBÓN EN EL MERCADO ESPAÑOL

Una vez vista “la historia” y tendencias del gas natural y del carbón, en los últimos años, es momento de analizar cómo estas dos fuentes fósiles compiten entre ellas para entrar en el mercado eléctrico y generar electricidad.

Se ha decidido hacer un enfoque en el mercado español para este apartado, ya que cada país puede tener sus peculiaridades a la hora de gestionar su mix energético; y es del mercado español del que más conocimiento se tiene. A continuación, se explica cómo es “la convivencia” del gas natural y del carbón en España en la actualidad.

El hecho de que el gas natural tenga más o menos importancia en el mix energético de España depende de varios factores: legislación, tecnología, pero también sus competidores; entre otros factores.

Lo principal para saber el precio final del carbón en el mercado eléctrico es saber el coste de la materia prima. A partir de este precio se le aplican diferentes costes que (que se explican más adelante) y se obtiene el precio al que se vende el MWh de una tecnología. Sabiendo a cuánto se vende la tecnología del carbón, el gas natural es capaz de estimar el precio al que debería de vender en el Pool eléctrico para ser competitivo al carbón.

Como se explicó en apartados anteriores, el gas natural es una tecnología que el ser humano puede controlar, al igual que el carbón y la energía nuclear. En cuanto a esta última, la producción se mantiene siempre constante ya que la variación de su producción es muy cara. Es por ello que, esta tecnología mantiene una producción constante siempre, ya que el coste de operación es barato en comparación con el resto de las tecnologías que no son renovables.

Finalmente, la otra tecnología que se puede controlar y que está compitiendo con el gas natural es el carbón. En estas dos tecnologías se puede variar de forma rápida la producción de estas plantas, por ello se considera el carbón el “rival” principal del gas natural.

Lo primero es saber qué costes se le aplican al carbón para obtener un precio final de producción de

energía con esta materia prima que cubre estos costes. Se ha realizado el siguiente esquema para representar estos costes que llevan a obtener el precio del carbón en el mercado mayorista.

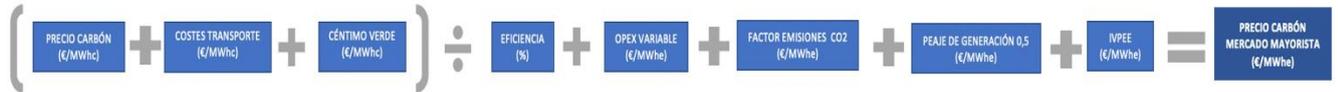


Figura 11: Esquema de los costes asociados al carbón en el mercado mayorista. Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se explican cada una de las partidas representadas en la siguiente figura (figura 11).

Se puede ver que existen 2 grupos principales de costes. Por un lado, los costes que se asocian a 1 MWh de carbón (MWhc), y por otro lado los que se asocian a 1 MWh eléctrico (MWh).

En el primer bloque de costes se encuentra el coste de la materia prima, sus unidades suelen ser \$/T, por lo que sería necesario realizar el cambio a euros para situarlo en el mercado español.

El siguiente apartado es el coste asociado al transporte de la materia prima desde la mina donde se obtiene hasta su lugar de uso; una planta térmica sería lo más habitual.

Por último, asociados a 1 MWh de carbón se aplicó durante enero 2013 hasta Septiembre 2018 un impuesto a todos los hidrocarburos que tenía un valor fijo de 2,34 €/MWhc. Aunque ahora ya no se encuentra vigente, se ha incluido en el esquema porque se verán precios pasados del carbón donde sí se tenía en cuenta para la generación del precio.

PRECIO CARBÓN	Precio variable que depende de la oferta y demanda mundial.	Costes asociados a MW _{hc}
COSTES TRANSPORTE	Costes del transporte de la materia prima.	
CÉNTIMO VERDE	Impuesto fijado a los hidrocarburos. Estuvo vigente entre En-2013 hasta Sept-2018. Céntimo verde = 2,34 €/MW _{hc}	
OPEX VARIABLE	Precio variable asociado al funcionamiento de las instalaciones.	Costes asociados a MW _{he}
EMISIONES CO₂	Precio variable que depende de normativa europea. [€/tCO ₂]	
PEAJE DE GENERACIÓN 0,5	Aplicado a todas las instalaciones de generación de energía. En Enero 2020 se eliminó. Peaje de generación = 0,5 €/MW _{he}	
IMPUESTO SOBRE EL VALOR DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (IVPEE)	Impuesto ligado a los ingresos por MWh de generación. Anulado temporalmente hasta 31 marzo 2022. Tiene un valor del 7%	

Figura 12: Descripción de cada uno de los costes asociados al carbón. Fuente: Elaboración propia.

Como las unidades de venta del carbón en el mercado son €/MW_{he}, es necesario utilizar la eficiencia media de las plantas térmicas en uso para realizar el cambio de MW_{hc} a MW_{he}. De esta forma se divide la suma de los costes referenciados a MW_{hc} entre la eficiencia y ya estarían estos costes en las unidades deseadas.

Seguidamente, en los costes que se asocian a 1 MW_{he} eléctrico hay un conjunto de impuestos y gastos de operación. Este primer coste precisamente es el OPEX que deriva de los costes de la explotación de las plantas térmicas. Los conocidos costes del CO₂ se incluyen en este apartado y se verá cómo han incrementado significativamente los precios del carbón de los últimos meses.

De igual manera que con el céntimo verde, el peaje de generación también era un coste fijo que se quitó en enero de 2020 a raíz de los altos precios de la electricidad en el país. Este impuesto se aplicaba a cualquier instalación de generación de energía.

Por último, el impuesto sobre el valor de la producción de energía eléctrica (IVPEE) es una partida variable que depende de la cantidad de energía producida. Actualmente también se encuentra anulado, pero en este caso sí se pretenden volver a aplicar al terminar el mes de marzo 2022 (se debe tener en cuenta que este estudio se realizó en el 2021). Esta decisión se ha tomado, igual que la anulación del Peaje de Generación 0,5, para reducir el coste de la energía que le llega al consumidor final. La cuantía de este impuesto es el 7% de los beneficios de las plantas de generación con carbón.

Habiendo explicado los costes del carbón, ahora se pasa a los costes del gas natural para ver cuál es

el precio al que debería de venderse el gas natural en el mercado para competir con el carbón.

Si se observa la siguiente tabla, se comprueba que todos los costes asociados han sido explicados en párrafos anteriores referido al carbón. Esto nos lleva a que teniendo en cuenta el precio del carbón en el mercado mayorista, lo único que hay que hacer para calcular el coste al que se debería de estar vendiendo el gas es restar estos costes asociados al gas natural y ver qué precio se obtiene. Es decir, las compañías que compran y venden gas deben de calcular el precio final que les asegure cubrir con los costes y peajes que deben de pagar (y que pasan al consumidor final) y ajustar su ganancia en relación precio del carbón para “hacerle la competencia” en el Pool eléctrico.

OPEX VARIABLE	Precio variable asociado al funcionamiento de las instalaciones.	Costes asociados a MWe
EMISIONES CO2	Precio variable que depende de normativa europea. [€/tCO2]	
PEAJE DE GENERACIÓN 0,5	Aplicado a todas las instalaciones de generación de energía. En Enero 2020 se eliminó. Peaje de generación = 0,5 €/MWhc	
IMPUESTO SOBRE EL VALOR DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (IVPEE)	Impuesto ligado a los ingresos por MWh de generación. Anulado temporalmente hasta 31 marzo 2022. Tiene un valor del 7%	
CÉNTIMO VERDE	Impuesto fijado a los hidrocarburos. Estuvo vigente entre En-2013 hasta Sept-2018. Céntimo verde = 2,34 €/MWhc	

Figura 13: Descripción de cada uno de los costes asociados al gas. Fuente: Elaboración propia.

De igual manera que en el carbón se pasaron un grupo de costes de MWhc a MWe, ahora hay que realizar el cambio inverso. En los mercados de gas las unidades en las que se encuentran los precios son €/MWhg, por lo que la fórmula de cálculo es la siguiente:

$$\left(\text{PRECIO CARBÓN MERCADO MAYORISTA (€/MWhc)} - \text{OPEX VARIABLE (€/MWhc)} - \text{FACTOR EMISIONES CO2 (€/MWhc)} - \text{PEAJE DE GENERACIÓN 0,5 (€/MWhc)} - \text{IVPEE (€/MWhc)} \right) \times \text{EFICIENCIA (\%)} - \text{CÉNTIMO VERDE (€/MWhc)} = \text{PRECIO GAS PARA BREAKEVEN CON CARBÓN (€/MWhg)}$$

Figura 14: Cálculo del precio del gas en el mercado mayorista. Fuente: Elaboración propia.

Básicamente se restan los costes de la tabla naranja (costes del gas natural), al precio del carbón en el mercado mayorista y se multiplican por la eficiencia para tener estos costes en MWhg. Finalmente había que restar el coste del céntimo verde que ya se encuentra en estas unidades y se obtendría el precio competitivo del gas natural frente al carbón.

¿Cuál es el significado de este resultado llamado “Precio gas para breakeven con carbón”?

De todas las variables que aparecen en las fórmulas, la única que las compañías eléctricas pueden modificar es el “Precio breakeven”. Los costes de peaje e impuestos vienen determinados por el gobierno y el resto de costes tampoco tienen la capacidad de modificarlos. Esto lleva a que deben de ajustar esta variable para que cuando se le sumen los costes de la materia, CO₂, peajes e impuestos el precio final sea más barato que el del carbón en el mercado mayorista.

Para tener una idea de la importancia de cada una de las partidas en el precio final se adjunta el siguiente gráfico.

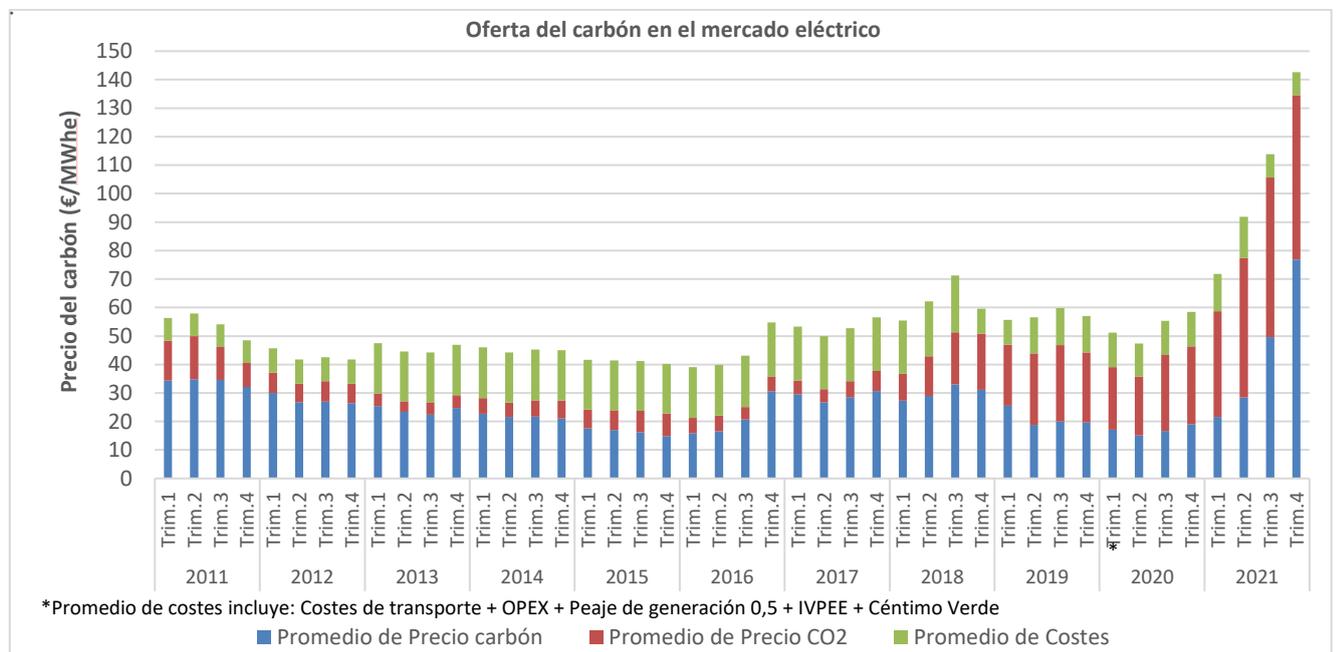


Gráfico 17: Peso de cada uno de los costes en el precio final del carbón. Fuente: Elaboración propia.

La disminución de la demanda debido a la pandemia provocó un descenso en el precio de la materia prima, los costes también se redujeron debido a que el Estado español quitó el céntimo verde, el peaje del 0,5 y temporalmente el IVPEE con el objetivo de reducir el impacto del precio final a los consumidores. Por último, el coste de las emisiones de CO₂ ha incrementado considerablemente a mediados del 2018. De hecho, en el año 2019 y de forma más clara en el 2020, este coste era el que tenía más peso dentro del precio final al que se vendía el carbón en el mercado mayorista.

La tendencia y las previsiones indican que el precio de las emisiones de CO₂ no parece que vaya a volver los precios que había hace 10 años debido a la presión de la Unión Europea por conseguir los objetivos medioambientales.

En el siguiente gráfico se puede comprobar el cambio explicado anteriormente de que la materia prima dejó de ser el coste con mayor peso unos años atrás. Este cambio ocurre en el año 2018 donde la suma de todos los costes menos el de la materia prima pasó a ser mayor al del propio carbón.

Debido a los problemas del gas natural de este pasado invierno (año 2021-2022): poco gas natural en los almacenamientos, problemas de suministro con Rusia y la alta demanda de Asia, entre otros; ha implicado que España (y otros países) compren carbón para almacenarlo como reserva. Esto se ve reflejado en los últimos datos de la gráfica donde el precio del carbón pasa de estar en 20 €/MWh a multiplicar casi por 4 su precio; llegando a restablecer la situación de años atrás en los que la materia prima representaba más de un 50% del precio total del carbón en el mercado mayorista.

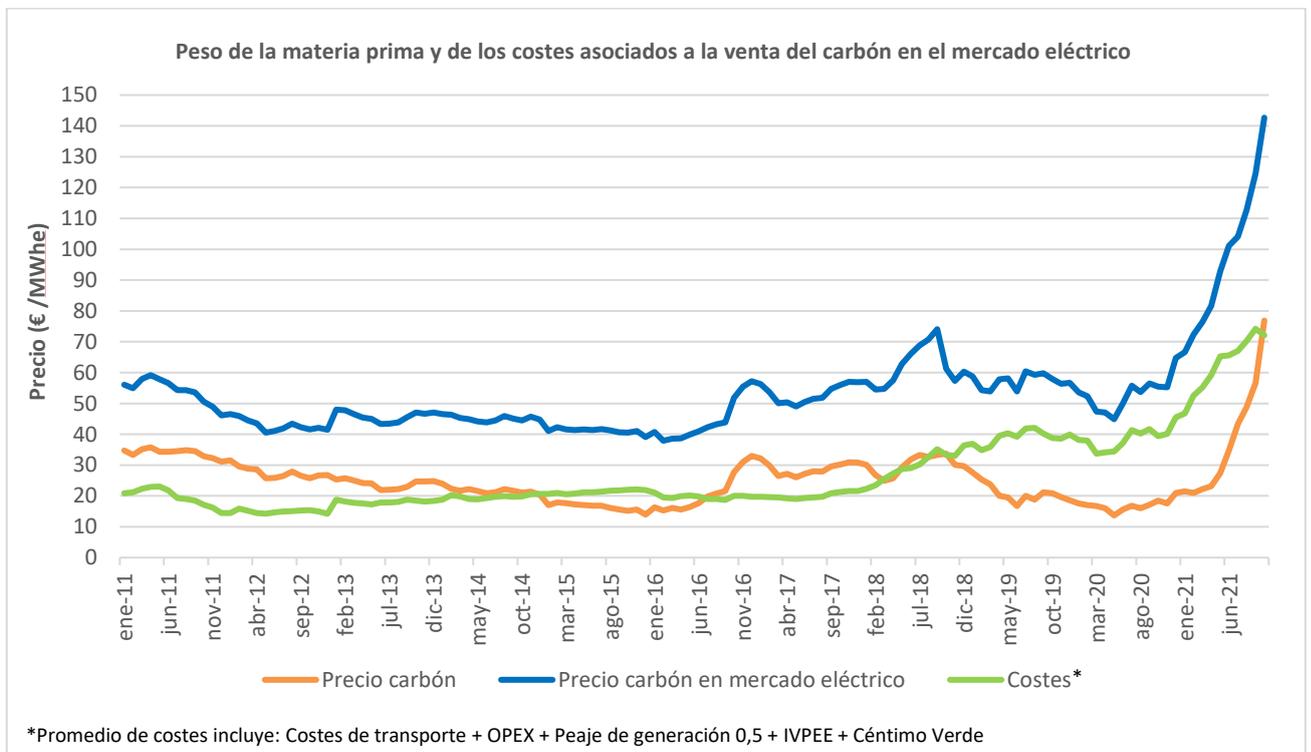
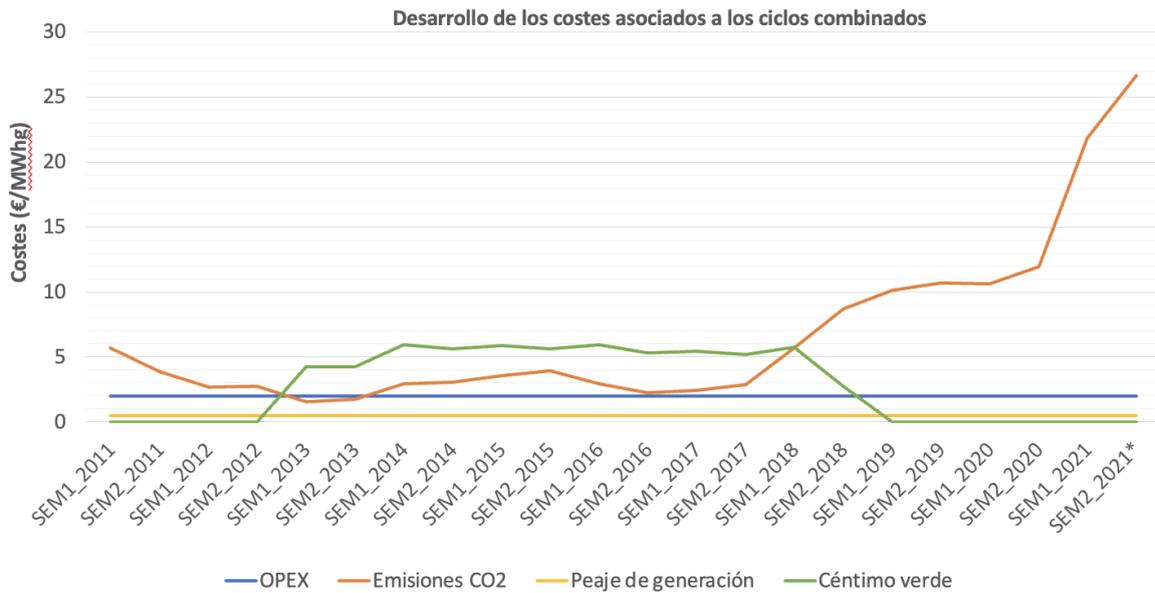


Gráfico 18: Peso de la materia prima y los costes en el precio final del carbón en el mercado eléctrico. Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a los costes asociados al gas natural, la situación sería la siguiente.



*Datos hasta Octubre 2021

Gráfico 19: Coste de cada uno de los costes de Ciclos Combinados. Fuente: Elaboración propia.

De igual manera que ocurría con los costes del carbón, en los ciclos combinados el CO2 también se dispara y es indudablemente el que está marcando a cuánto se vende el gas natural en el mercado eléctrico.

En cuanto al peaje de generación al ser un coste fijo de (0,5€/MWhg) no afecta en excesivo al precio final. Lo mismo ocurre con el OPEX, que, aun no siendo un coste fijo, sino que depende de la explotación de las plantas tampoco tiene un coste mucho menor al de las emisiones de CO2 desde hace unos años atrás.

Como resumen de este apartado, lo que se pretende es saber a qué precio el gas natural debería de vender su energía para igualar o incluso estar por debajo de lo que cuesta generar esa energía con carbón. De esta forma y debido a cómo funciona el mercado eléctrico, en el que los primeros que se aseguran de que van a vender su energía son los que tienen un coste variable menor; el gas natural se estaría asegurando que va a ser capaz de vender su energía y sería el carbón quien se quedaría fuera de la generación.

Para ejemplificar lo explicado anteriormente, se presenta un ejemplo de un año concreto. A continuación, se presentan los cálculos para obtener el retorno del carbón para enero 2013:

COSTE	PRECIO	UNIDAD
Precio del carbón	9,27	€/MWhc
Costes de transporte	1,80	€/MWhc
Céntimo verde	2,34	€/MWhc
Eficiencia	36,56	%
OPEX variable	2,54	€/MWhc
Emisiones CO2	4,93	€/MWhc
Peaje de generación 0,5	0,5	€/MWhc
IVPEE	3,36	€/MWhc

Tabla 3: Costes de enero 2013 para el cálculo del precio del carbón en el mercado mayorista. Fuente: Elaboración propia.

El precio del carbón en el mercado mayorista para enero del 2013 es el siguiente:

Precio carbón mercado mayorista =

$$\frac{(9,27 + 1,80 + 2,34)€/MWhc}{36,56\%} + (2,54 + 4,93 + 0,5 + 3,36)€/MWhc$$

Precio carbón mercado mayorista = 48,02 €/MWhc

Para el cálculo del precio competitivo del gas natural se le restan los costes que le corresponden al precio del carbón en el mercado mayorista para tener el resultado del precio competitivo en el mercado español frente al carbón.

COSTE	PRECIO	UNIDAD
Precio del carbón en mercado mayorista	40,02	€/MWhc
OPEX variable	2,70	€/MWhc
Emisiones CO2	1,92	€/MWhc
Peaje de generación 0,5	0,5	€/MWhc
IVPEE	3,36	€/MWhc
Eficiencia	55	%
Céntimo verde	2,34	€/MWhg

Tabla 4: Costes de enero 2013 para el cálculo del precio del gas en el mercado mayorista. Fuente: Elaboración propia.

Precio competitivo del gas natural =

$$\frac{(40,02 - 2,70 - 1,92 - 0,5 - 3,36)\text{€/MWhe}}{55\%} - 2,34\text{€/MWhg}$$

$$\text{Precio carbón mercado mayorista} = 19,78 \text{ €/MWhg}$$

En resumen, en enero 2013 el gas natural se debería de estar vendiendo a 19,78 €/MWhg, para ser competitivo frente al carbón. Esto es lo que debería de pasar en teoría, pero ¿realmente se cumple esto en la práctica?

Para comprobarlo se ha graficado el precio del precio del gas en la entrada de un gasoducto, es decir ya aplicados los costes de entrada a la red que se denominará a partir de ahora PVB. Se compara este PVB con el precio competitivo que se ha ido obteniendo mediante el método explicado en las líneas anteriores.

Este término PVB es lo que se llama el Punto Virtual de Balance su definición en el BOE es la siguiente: “Sistema de entrada-salida que incluye la red de gasoductos de transporte y distribución al que es aplicable el régimen específico de balance definido en esta circular”. (Ministerio de la presidencia, relaciones con las cortes y memoria democrática, 2020)

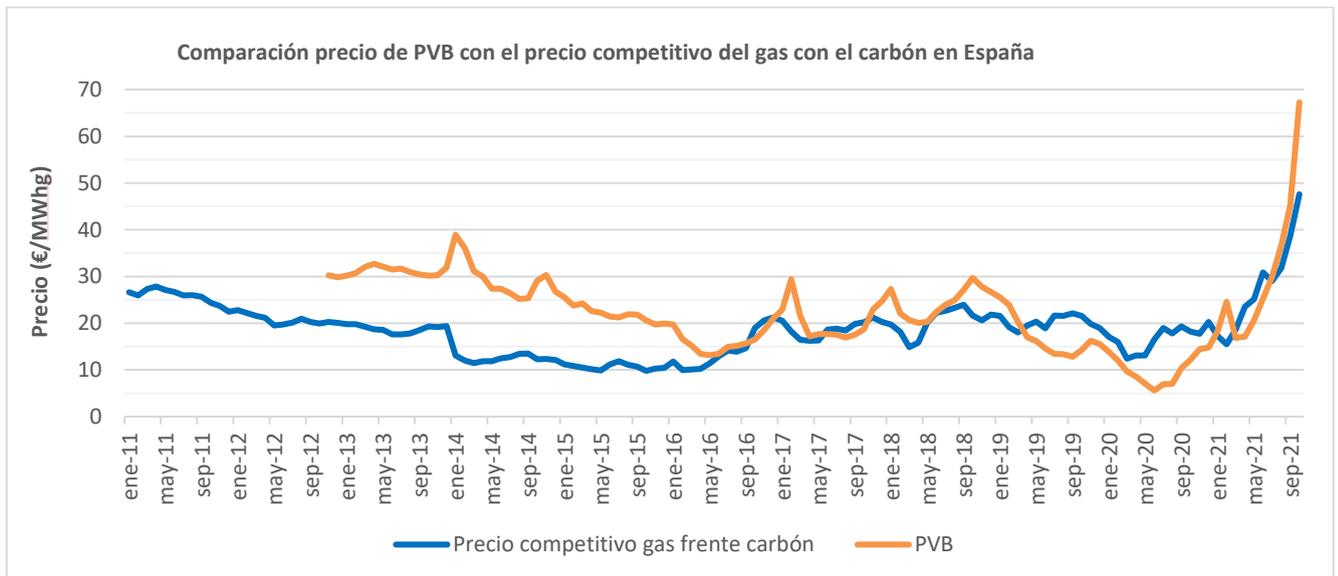


Gráfico 20: Comparación del precio teórico competitivo frente el precio PVB.

Se puede ver que no hay ninguna tendencia clara de que el precio del gas en España (PVB) sea siempre mayor o menor al teórico. Lo que sí se puede ver es que al comienzo del mercado del PVB,

había una mayor diferencia entre ambos precios. Esto se debe a que el mercado español de gas se estaba formando y era muy volátil.

En los periodos en los que el PVB tiene un precio mayor a la variable “precio competitivo gas frente carbón”, el gas natural fue capaz de vender a un precio mayor al que se suponía que sería el óptimo para hacer frente al carbón. Es decir, obtuvo unos ingresos mayores a los que se podrían esperar de primeras.

Por el contrario, en los periodos en los que esta situación se encontraba invertida el gas natural se estaría vendiendo a un precio menor al que se habría estimado. Esta situación comienza a darse en marzo del 2019, es decir, coincide con el inicio de los confinamientos en España. Esto implica que el hecho de que el precio del PVB sea menor al calculado de forma teórica no es lo habitual. La demanda energética se desplomó estos meses, lo que implicó una disminución de los precios.

Se puede ver que en el 2021 comenzó una subida vertical de los precios que en algún momento bajarán, pero por ahora se encuentran por las nubes debido a la situación mundial de la pandemia y dependencia energética de otros países. Así como el precio del gas natural ha subido muy considerablemente, también lo ha hecho el carbón. Este es el motivo de que la línea azul que representa el precio competitivo del gas frente al carbón, y que depende precisamente de la variable del precio de la materia prima del carbón también incrementó su precio de estar a menos de 20 €/MWhg a estar prácticamente en 50€/MWhg.

Al final, ¿cuál es la idea principal que se obtiene de este gráfico?

En los periodos en los que el PVB es más caro que el precio competitivo del gas frente el carbón, el carbón entraba en el mercado eléctrico a un precio menor, por lo que el gas lo tendría más complicado para entrar a suministrar energía. Y en la situación contraria, cuando el PVB es más barato que el precio teórico estimado, el gas estaría siendo más competitivo al carbón debido a que su precio de oferta es menor.

Esto sería la teoría, habría que tener en cuenta luego las restricciones de emisiones y otras regulaciones del estado que apoyan el uso de una tecnología sobre otra. En este caso se estaría favoreciendo el uso del gas natural en CCGTs en vez del uso del carbón como combustibles en plantas térmicas.

8. MERCADOS DE GAS NATURAL

Los mercados de gas natural fueron apareciendo en diferentes partes del mundo en diferentes momentos. Hoy en día existen diferentes mercados organizados en algunos países repartidos por el mundo.

Se debe tener en cuenta que en estos mercados organizados se compra y vende gas natural que viaja por gaseoducto, es decir GN.

En cuanto al GNL, se compraba y vendía con acuerdos bilaterales entre la parte interesada para comprar y los que querían vender la materia prima; esta situación cambió en el 2020. En la actualidad existe un mercado organizado, pero no tiene tanto peso como en el caso del mercado de GN, siendo la mayoría de las compras y ventas de buques, acuerdos entre las dos partes.

Se debe tener en cuenta que la forma de consumir GNL se mide en forma de volumen que viaja en barcos, mientras el GN es un flujo de gas que viaja por distintos gaseoductos. La forma de comercialización también puede estar influyendo en la forma en la que se realizan los contratos de cada uno de los tipos de gas natural .

El primer mercado organizado que se creó fue en el 1988 en Estados Unidos, éste se denominó Henry Hub (HH).

En Europa el primer mercado nació en Reino Unido y fue llamado National Balancing Point (NBP). Hoy en día, el que tiene más peso en el mercado es el que se localiza en Países Bajos. Este mercado europeo es conocido como TTF (Title Transfer Facility), y es el más importante de Europa debido a los volúmenes de exportación que tiene el país gracias a la bolsa de gas de Groningen.

Se han localizado en la siguiente figura los mercados organizados más importantes a nivel mundial. Se puede ver que Europa está siendo la región donde hasta ahora se han desarrollado más mercados organizados para el gas natural por gasoducto.

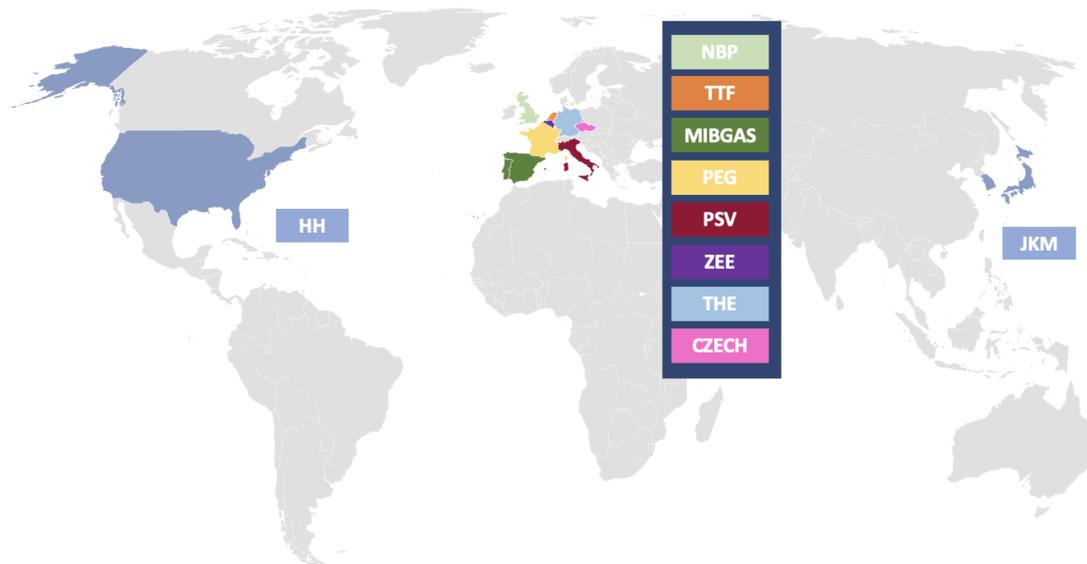


Figura 15: Mapa con la localización de los principales mercados de gas mundiales. Elaboración propia.

Estos mercados organizados son de gran importancia, ya que actualmente existe una tendencia de que los precios de los contratos a largo plazo, pero también las compras spot (corto plazo) estén determinados por estos mercados.

De hecho, las disputas entre comprador y suministrador sobre el precio a pagar durante los años que dure el contrato de venta de gas se encuentran en las indexaciones de los contratos a estos mercados de gas.

El hecho de que haya cada vez más mercados organizados, habla sobre la importancia de esta materia fósil en el panorama mundial y de su papel fundamental no solo en la actualidad sino también en el futuro.

9. LA TARIFA DEL GAS EN ESPAÑA

9.1. Evolución del sistema gasista

El gas natural comienza a utilizarse en España en los años 60, antes de utilizar este gas existía el denominado “gas ciudad” que consistía en la creación local de gas que servía como combustible y que se llevaba hasta los puntos de utilización de este.

Solo transcurrieron unos pocos años hasta que llegó al país la primera descarga de GNL que tuvo lugar en el puerto de Barcelona.

Debido a la crisis del petróleo que estaba ocurriendo en aquellos años y como una medida de reducción de dependencia de países exportadores de éste, se creó la Empresa Nacional del Gas (Enagás) en el 1972.

Es en esta década que se desarrollan los gasoductos nacionales e interconexiones con otros países. La primera interconexión fue con Francia en 1933 lo que permitió la importación de gas desde Noruega. Posteriormente en el 1996 se abrió un nuevo gasoducto que permitió comenzar la importación de gas natural de África.

Ya en el siglo XXI en el año 2015 se crea el Mercado Ibérico del Gas Natural (MIBGAS). Los objetivos de su creación son tener precios a corto plazo más fiables, facilitar la entrada a la red de terceros, mejorar la gestión de los aprovisionamientos e incrementa la competencia.

9.2. Actividades reguladas

En el sector energético, las actividades reguladas son aquellas que se consideran que deben de ser monopolios debido a que no es rentable duplicar las infraestructuras que se necesitan construir para llevar a cabo los servicios.

En España son servicios controlados por la Administración, es decir regulados, las redes de transporte y distribución; las plantas de regasificación y los almacenamientos subterráneos de gas

natural.

Los almacenamientos podrían llegar a ser un servicio liberalizado, pero debido a su importancia en la estrategia energética del país.

9.2.1. Plantas de regasificación de GNL

Estas construcciones se pueden encontrar en tierra o en mar, se trata de otra forma de puntos de entrada de gas natural al país. El objetivo es aumentar la temperatura del gas para pasarlo a estado gaseoso y poder introducirlo en la red de gasoductos.

9.2.2. Almacenamientos subterráneos

La función de tener gas guardado bajo suelo es asegurarse el suministro de gas del país en caso de tener problemas en la importación del gas o si el precio incrementa de forma inesperada.

El gas se almacena en antiguos yacimientos, acuíferos profundos o cavidades generadas en formaciones salinas.



Figura 16: Mapa de las infraestructuras de Enagás en España. Fuente: (ENAGÁS, 2021).

9.2.3. *Gasoductos de transporte y de distribución*

La forma de transportar el gas natural es mediante tuberías subterráneas denominadas gasoductos. Existen 3 tipos de tubos; los de alta presión (30 a 80 bar), los de media presión (4 a 20 bar) y las interconexiones con Almería o con las Islas Baleares que tienen una presión mucho superior (220 bar).

Después de la red de transporte se encuentra la red de distribución en la cual vuelve a haber varios tipos. La distribución de media presión (4 a 20 bares) y baja presión (0,005 a 4 bar). Ésta última lleva finalmente el gas a los consumidores finales, aunque existen consumidores que se encuentran conectados directamente a la red de media presión debido a los requerimientos de su actividad.

9.3. El coste mayorista del gas natural

En el caso de España, el país depende de países que exporten gas natural (GN o GNL), para su consumo.

Debido a la geografía de España, que tiene una gran superficie con costa, ha permitido la construcción de diferentes plantas de regasificación para la importación de GNL. Además, como se ha comentado previamente existe una red de transporte nacional, pero además existen diferentes conexiones con otros países (aunque no son suficientes). Esta situación permite reducir la dependencia sobre un suministrados y/o forma de consumo de gas.

Esta situación no ocurre en Asia donde no tienen una red de distribución desarrollada, lo que les obliga a depender en gran medida en la importación de gas a través de barcos. Este es uno de los motivos que lleva a que el mercado de gas asiático sea por norma general el mercado más caro.

En cuanto a la compra de gas, las empresas comercializadoras se dedican a asistir a los diferentes mercados de países que venden gas y firman contratos. De forma general se llevan a cabo acuerdos a largo plazo entre las 2 partes (el comprador y el vendedor).

Años atrás, las fórmulas de precio que aparecían en los contratos se encontraban vinculadas a otros recursos energéticos, siendo lo más común el petróleo. En la actualidad, esta forma de cálculo de

precios se mantiene, aunque cada vez más existen contratos que se vinculan a mercados de gas. Los más desarrollados son HH (EE. UU.) y NBP (UK).

Por otro lado, existe la opción de comprar en el llamado *mercado SPOT*. En este caso los contratos que se firman son a corto plazo. Este mercado existe para contratos de GN como de GNL.

Como se ha explicado anteriormente, el precio del gas de los contratos a largo plazo depende mucho del precio del petróleo. El motivo es la indexación de las fórmulas de los precios a este recurso energético. Es tal la dependencia del precio del gas en España con el petróleo que se determinó una correlación de 0,92 entre el precio del gas y el Brent en el año 2017. (CNMC)

Por ello en el estudio de los precios de gas natural se habla del Brent, que es petróleo que proviene del mar del Norte y de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo). En la actualidad está habiendo un cambio respecto a cómo se crean las fórmulas de los precios del gas natural.

Cada vez más se está introduciendo la variable de algún hub (en Europa el más común es el TTF), aunque el petróleo sigue teniendo influencia en las fórmulas de precios. Si se da el caso de que se reduzca la demanda de petróleo, no se espera que vaya a desaparecer esta variable de las fórmulas de los precios de gas natural. Esto se debe a su estabilidad, ya que es mayor a la del gas natural y porque se trata de una “forma de medida” histórica.

Después de que las grandes compañías cuya actividad es la compra mayorista del gas con las condiciones explicadas de forma resumida anteriormente, estas venderán el producto a industrias e individuales.

9.4. Partidas de los precios de gas natural en España

De forma simplificada, el precio que paga el consumidor final en España está compuesto por varias partidas. Principalmente se podría segmentar de la siguiente forma: el precio de la materia prima + margen de beneficio de la comercializadora (está regulado) + peajes de acceso a la red + impuestos que aplica el gobierno nacional.

Se debe tener en cuenta que, desde el punto de vista de la comercializadora, no se incurre en los mismos costes si el gas natural se importa vía gasoducto que si se importa como GNL.

9.4.1. Costes asociados a la importación de GNL

En las plantas de regasificación se llevan a cabo diferentes actividades, lo que implica diferentes costes que debe de pagar la comercializadora, y que posteriormente pasará a su cliente.

Las diferentes tareas que se pueden llevar a cabo en estas instalaciones son las siguientes:

- Descarga del GNL desde un buque que llega a puerto
- Recarga de GNL a buque
- Regasificación de GNL para transformarlo a estado gaseoso de nuevo
- Carga de los camiones que transportan el GNL
- Almacenamiento de GNL en los tanques de los camiones cisterna

Todas estas actividades tienen unos costes asociados que son definidos como peajes:

- Peajes de carga y descarga. Se incluyen las actividades necesarias para cargar un buque y descargarlo en el puerto de llegada. Este coste está formado por un parte fija y otra variable que depende de la cantidad de GNL que se haya transportado. Esta cantidad se mide en KWh.
- Peaje de puesta en frío de buques. La puesta en frío se define como la situación en la que el buque llega sin GNL para descargar. Se llama a este volumen “gas talón”; ya que se trata del nivel mínimo de GNL que debe de llevar un buque. Esta cantidad es necesaria para el correcto funcionamiento del barco. También se aplica este “volumen mínimo técnico” a las infraestructuras de distribución. Se suele tomar como valor estándar un 9% de la capacidad del buque o infraestructura, aunque dependerá de las características de la construcción. (ENAGAS, 2011)
- El almacenamiento de GNL tiene un coste que se forma de una partida variable que depende de la cantidad que se almacena diariamente en los tanques de las plantas de regasificación.
- Peaje de carga de cisternas. Habilita a poder cargar GNL y poder llevarlo a las denominadas plantas satélites para poder llevar al recurso energético a zonas donde no existe red de gaseoductos. Este coste se divide en una parte fija que se paga en cada operación y otra variable que depende de los KWh cargados.
- Peaje de regasificación. Se incluyen las actividades que son necesarias para poder transformar el GNL de líquido a gaseoso, y poder ser introducido en la red de distribución.

De nuevo, este cargo está compuesto por una parte fija que depende de la capacidad diaria contratada por la comercializadora, y otra variable que depende de los kWh que son re gasificados.

9.4.2. Almacenamientos subterráneos

Se encuentran en este apartado los llamados costes de ATR (Acceso a Terceros a la Red). Estos costes están formados por diferentes partidas. En primer lugar, hay que pagar un coste por capacidad de almacenamiento (c€/kWh/mes). Además, en este caso hay dos costes variables; uno de ellos es la inyección del gas en los meses cálidos y el otro se trata de la extracción en los meses fríos.

La cantidad de inyección y extracción del gas de cada comercializador depende de lo que se haya contratado previamente.

9.4.3. Gasoductos de transporte y distribución

Principalmente existen dos costes asociados al transporte del GN por los tubos hasta el consumidor final.

- Término de reserva de capacidad (T_{rc}). Se aplica a la entrada de la red de transporte y se debe a la cantidad que contratan las comercializadoras para poder introducir gas en los gasoductos. Es un término fijo que depende de la cantidad contratada.
- Término de la conducción (T_c). Se paga por la salida del gas de las tuberías de transporte y distribución. El precio en este caso depende de la presión de las tuberías utilizadas y del consumo. Se estructura este coste T_c de la siguiente forma:
 - Término fijo (€/cliente) o bien por capacidad (€/kWh/día) y depende de la capacidad de flujo de gas contratada a la salida de la red hacia el consumidor.
 - Término variable (€/kWh) que varía con la presión de diseño de los gasoductos donde estén conectados y del volumen consumido.

En cuanto a los consumidores que reciben el gas natural desde una planta satélite, como no se encuentran conectados a la red de distribución habitual; no se le aplican estos costes. Para estos consumidores se aplica un peaje particular que se suma al peaje de transporte y distribución.

9.4.4. Conexiones internacionales

Los gasoductos entre fronteras son la segunda forma de entrada de gas en un país junto con los puertos dotados con plantas de regasificación. Estos puntos de unión entre países pueden ser de 2 tipos:

- Puntos de entrada de gas en el sistema gasista español desde otros países. En este caso el país importador depende del volumen que el exportador decida enviar por esos gasoductos. Para este caso se aplica al país importador el término de reserva de capacidad del peaje de transporte y distribución.
- Conexión bidireccional. El gas puede circular en ambos sentidos, un país que sea importador puede pasar volumen a otro país vecino convirtiéndose en exportador para ese país con el que delimita.
 - Cuando un país se encuentra en la posición de exportar gas se le aplica el peaje de transporte y distribución multiplicado por un factor de minoración.
 - Cuando el país importa se le aplica el mismo peaje de transporte y distribución por otro factor diferentes de minoración.

Estos coeficientes de minoración pueden sufrir variaciones cada año.

9.5. Diferencias de precios entre países europeos

Existen diferentes variables que provocan que los precios entre países de la Unión Europea tengan diferencias considerables.

Los principales factores que influyen en estas variaciones son los contratos a largo plazo que puedan tener los diferentes países entre ellos. Por otro lado, los impuestos que aplique cada estado al consumidor final, se entra en más detalle en esta partida en siguientes apartados.

Para analizar las diferencias entre países de la Unión Europea se ha dividido el precio final en: el precio de la materia prima más los impuestos que aplica cada uno de los países.

En un extremo se encuentra el Reino Unido, donde un 79% del precio final representa el precio de la energía. Un factor que impacta de manera directa este hecho es que este país tiene un IVA correspondiente a un 5% (ver gráfico 23). En el otro extremo se encuentra Islandia, donde el coste de la energía representa solamente el 26% del precio final.

En el caso de España, el coste de la energía representaba en 2019 alrededor de un 44%. Estos porcentajes pueden haber variado en estos años teniendo la situación excepcional que se ha vivido en todo el mundo. De todas formas, es interesante ver como cada país sigue su estrategia energética no solo en cuanto al mix energético, sino también en los precios.

Con este porcentaje del 44%, España se sitúa en la quinta posición dentro de los países europeos, donde se paga un mayor porcentaje de energía. Esto se debe en parte por las limitaciones que hay de conexiones entre países, es decir, las conexiones que tiene España con otros países europeos.

Esta limitación de conexiones hace que España tenga “pocas posibilidades” de importar gas natural vía tubería, por lo que obliga al país a depender en los buques de GNL para poder consumir gas natural. Esta exigencia afecta a los precios finales ya que el consumo de gas en forma líquida es más caro debido a los procesos de cambio de estado que se deben de llevar a cabo.

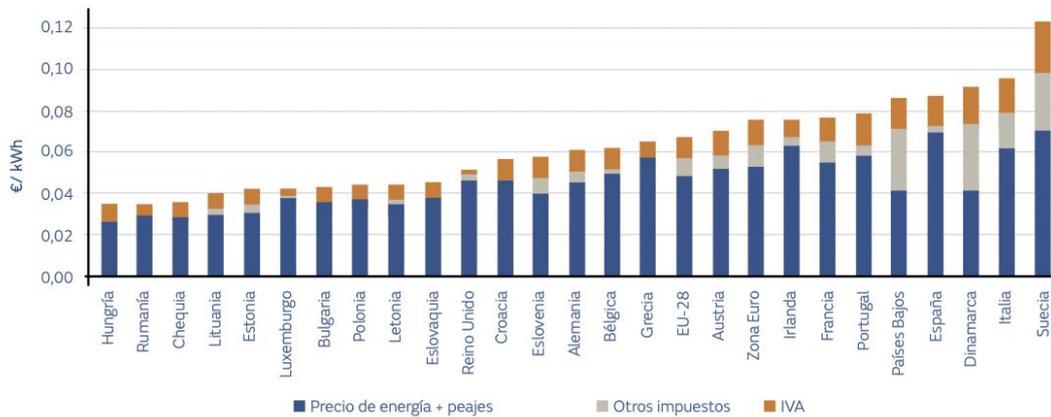


Gráfico 21: Precio final del gas para consumidores domésticos en países europeos en la segunda mitad del 2018.

Fuente: La tarifa del gas: De los costes al precio final (Atienza & Chaves-Ávila, 2019)

Por otro lado, el coste de las infraestructuras también representa un porcentaje importante del precio final. Siendo los países en los que este coste es mayor: Francia (40%), Finlandia (38%), España (35%), entre otros.

Por último, el IVA también varía entre los países de la unión. De tal forma que en países como Hungría, Letonia y Suecia es bastante superior al que se aplica en España.

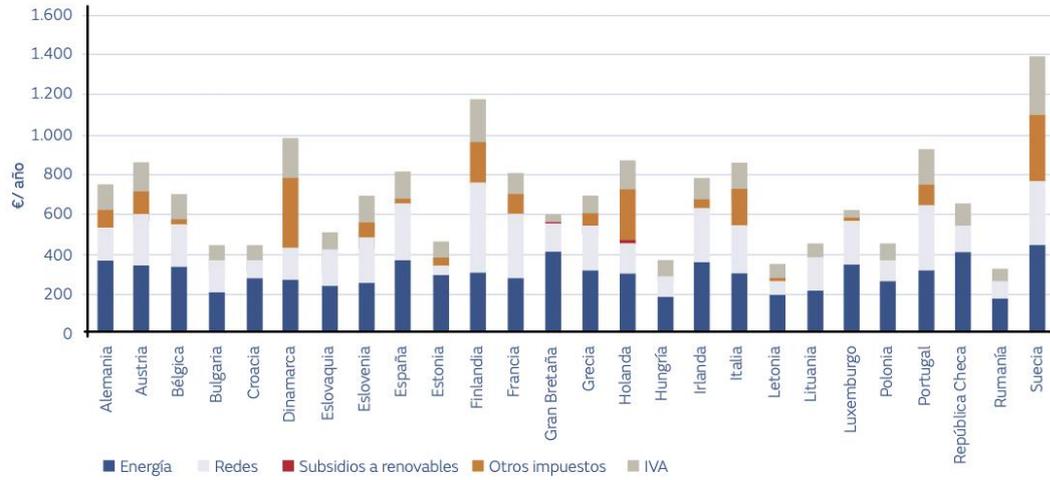


Gráfico 22: Factura consumidores domésticos en Noviembre - Diciembre 2017 para un consumo medio de 11.000 kWh.

Fuente: La tarifa del gas: De los costes al precio final (Atienza & Chaves-Ávila, 2019)

10. ANÁLISIS DE LOS HUBS MUNDIALES

El objetivo de este apartado es realizar un análisis de los diferentes mercados internacionales de gas natural, con la idea de estudiar cómo se relacionan entre ellos. Además, se pone un foco de atención en el mercado español de forma que se intentará tener una idea de qué mercados de gas natural (hubs) están influyendo el español.

10.1. Visión global de los HUBS

Para tener una idea global de cómo se han estado comportando los mercados entre ellos y si las tendencias son globales o no se incluyen primeramente unas gráficas para poner en contexto el precio al que se ha estado vendiendo el GN en función de la fecha.

En el gráfico 25 se puede ver a grandes rasgos que, desde su nacimiento en el 2019, el JKM que se corresponde con el mercado de Japón y Korea ha sido siempre el que ha estado marcando el precio máximo.

Antes de la aparición del JKM, ya existía el HH, que como se mencionó previamente es el hub más antiguo del mundo. Y era éste el que estaba vendiendo el gas natural considerablemente más caro que el resto de los hubs que existían hace 20 años.

En este primer gráfico relacionado con los precios de los hubs es interesante el ver los años en los que han ido apareciendo los distintos mercados organizados.

Este gráfico de principios de siglo es muy útil a la hora de analizar los picos en los precios y poder buscar las razones que llevaron a que los diferentes mercados tuvieran un desacople.

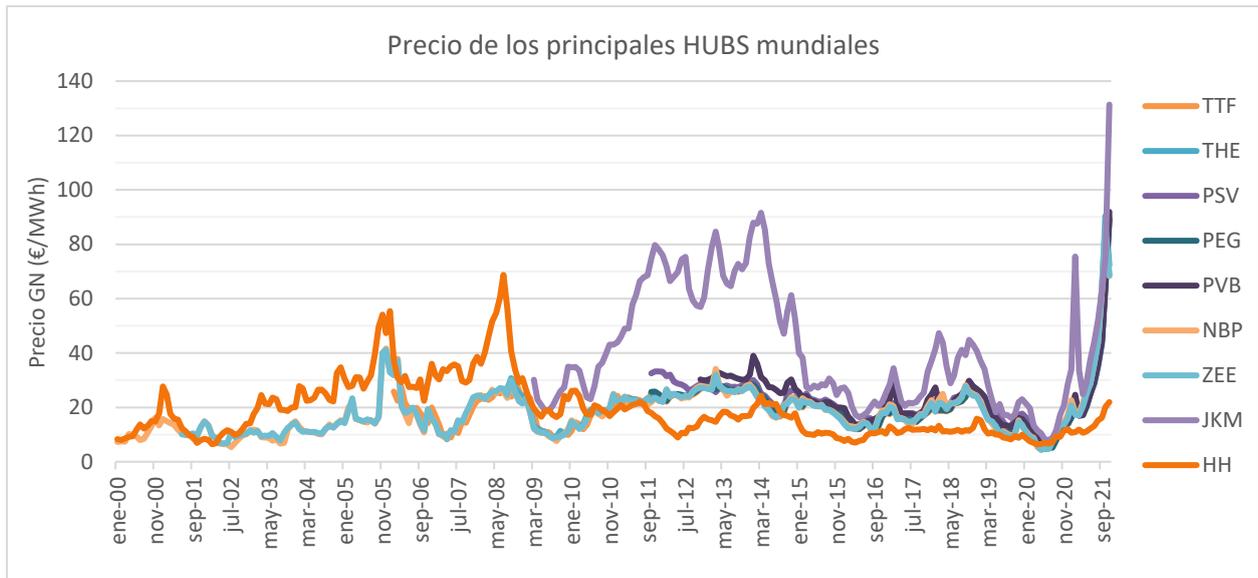


Gráfico 23: Precio de los diferentes HUBS mundiales desde 2000. Elaboración propia. Fuente: Datos internos Naturgy.

El JKM siempre ha estado marcando el precio máximo desde su nacimiento. Esto se debe a la gran dependencia que tiene Japón del gas natural, lo que implica que están dispuestos a pagar “cualquier precio” para obtener barcos de GNL.

En primer lugar, las redes de distribución no se encuentran tan desarrolladas como en Europa, esto les lleva a que a día de hoy si quieren consumir gas natural para incluirlo en su mix energético deban de importarlo en forma de GNL.

En cuanto a los picos que se ven en el gráfico anterior, el primero que llama la atención es el que representa el HH y ZEE. Esta subida del precio del gas natural que se distribuye por gasoducto se debió a la subida en el precio del petróleo debido a la OPEP. En Julio 2005, el precio del barril de petróleo subió un 2,88% su precio desde los 51,69\$ hasta los 53,18\$. (EXPANSIÓN, 2005)

El motivo de esta fuerte correlación entre el petróleo y los hubs de gas, es la forma en la que las fórmulas de compra del gas natural estaban creadas. Los precios del gas natural estaban y siguen estando en muchos casos ligados al precio del petróleo.

El máximo de 70 €/MWh que marca que hub estadounidense HH en el año 2008, se produjo debido a la gran subida del barril del petróleo en el país debido a que la producción no era capaz de suministrar toda la demanda necesaria; y como se ha explicado en el párrafo anterior, el gas y el petróleo tienen una fuerte correlación.

La tendencia generalizada del descenso de los precios de los hubs en 2019 se debió al fuerte descenso de la demanda energética en todo el mundo debido a la pandemia de la COVID-19. El confinamiento que tuvo lugar entre los años 2019 y 2020 en todo el mundo tuvo una gran influencia en las actividades diarias de toda la población, lo que llevó a un gran descenso de las necesidades energéticas de las sociedades. Al no haber demanda, el precio de la oferta cayó en picado.

Tras los diferentes confinamientos, la demanda comenzó a subir a los niveles prepandémicos, y meses después llegó la invasión de Rusia. En estos momentos lo que estamos viviendo es un escenario totalmente contrario a lo que se vivió hace 2 años.

Ahora el panorama es que la demanda de gas natural en todo el mundo sigue subiendo para poder cumplir con los objetivos de disminuir las emisiones globales, pero a este factor se le suma la gran incertidumbre que existe actualmente sobre Rusia. Se tratará en apartados siguientes este tema.

10.2. Influencia de los HUBS mundiales en MIBGAS

Para llevar a cabo este apartado se han realizado relaciones lineales para ver la influencia de otros mercados energéticos en el español. Para ello se han utilizado los mercados localizados en el anterior mapa.

El objetivo es comprobar qué mercados organizados afectan actualmente en mayor medida al mercado español y cómo sucesos que puedan ocurrir en la otra punta del mundo pueden influir al precio al cual los españoles pagan la energía diariamente.

Como se puede ver en la siguiente tabla, existen diferencias en cómo mercados internacionales afectan al mercado español.

Los valores que se muestran en la tabla se corresponden con el coeficiente de correlación obtenido al llevar a cabo diferentes regresiones lineales entre el PVB y los diferentes mercados organizados que aparecen en las columnas.

Se ha analizado lo que se denomina “histórico”, que son datos pasados de los precios de los mercados (periodo 2016-2020) y los precios que se esperan para los mercados internacionales y español. Por ello en la tabla aparecen las letras H y F, haciendo referencia precisamente a los datos pasados (historical) y los futuros (forward).

En primer lugar, las regresiones a futuro tienen una mayor correlación siempre que las pasadas. Es lógico ya que como se ha visto en otros apartados del proyecto, una cosa es lo que se espera que pase (el modelo teórico) y luego están las variables no controlables o inesperadas que interfieren en los datos que previamente se habían estimado.

En segundo lugar, se puede ver que el mercado español tiene una mayor correlación tanto a pasado como a futuro con los datos europeos. Se puede ver que el hub que menos afectó a lo que ocurría en España años atrás ha sido el americano (HH), ya que tiene una correlación de 0.5427. Mientras que el que más se ha asemejado al precio español ha sido el PEG (mercado francés), con un 0.96 de coeficiente de correlación. Esta fuerte correlación entre PEG y PVB se debe a la conexión física que existe entre ambos mercados, siendo ésta dos gaseoductos que atraviesan los pirineos y son capaces de enviar gas natural de España a Francia y en sentido contrario.

Por otro lado, aunque el mercado JKM tiene algo menos de correlación en el pasado que el resto de los europeos, no se debe de despreciar siendo su correlación de un 0.702. Como se ha visto en apartados previos, el JKM suele ser el mercado que marca el precio más alto en el mundo debido a la alta dependencia de Japón en los barcos de GNL. Este hecho influye en el resto de los mercados mundiales, ya que, si por algún casual Japón experimenta un pico de demanda energética y decide generar ésta con gas, estará dispuesto a pagar barcos de GNL a un mayor coste, lo que implicará una subida de precios de la materia prima en todo el mundo.

	JKM	HH	TTF	PEG	THE	PSV
PVB_H	0,702	0,5427	0,951	0,96	0,819*	0,9536
PVB_F	0,9616	0,859	0,997	0,99	0,996	0,989

Tabla 5: Correlaciones del PVB frente a los principales HUBS mundiales. Fuente: Elaboración propia.

Además, del análisis de regresión entre los datos pasados y futuros del mercado español frente a otros mercados de gas mundiales, no solo se han obtenido los coeficientes de correlación explicado en los anteriores párrafos, sino que también se ha conseguido obtener unas rectas de correlación que podrían ayudar a tener una idea de los precios del gas en España a futuro.

Se debe de tener en cuenta que, en los tiempos actuales, es muy difícil, por no decir imposible realmente estimar el precio de los hubs. Esto se debe a la gran incertidumbre de Rusia y los cambios que los diferentes países (sobre todo europeos), están llevando a cabo para intentar disminuir su

dependencia del gigante asiático. Es por ello que, aunque estas rectas de regresión pueden dar una idea de “hacia donde van los tiros”, se necesitaría saber mucha más información de la que no se dispone para afinar más los precios a futuro de los hubs mundiales.

HUB INTERNACIONAL	RECTA DE CORRELACIÓN CALCULADA
TTF (Países Bajos)	$PVB = 2,2041 + 1,0332 * TTF$
JKM (Japón y Korea)	$PVB = 7,692 * 0,39001 * JKM$
HH (EEUU)	$PVB = 1,845 * HH$
THE (Alemania)	$PVB = 6,165 + 0,86104 * THE$
NBP (Reino Unido)	$PVB = 4,4766 + 0,89611 * NBP$
PEG (Francia)	$PVB = 1,9002 + 1,0396 * PEG$
ZEE (Bélgica)	$PVB = 5,0194 + 0,88473 * ZEE$
PSV (Italia)	$PVB = 1,0622 * PSV$

Tabla 6: Rectas de correlación de PVB con los principales HUBS mundiales. Fuente: Elaboración propia.

Reafirmando lo que se comentaba párrafos atrás sobre el JKM que ha estado marcando el precio máximo debido a su alta dependencia del país es en gas natural se puede comprobar con la recta de regresión obtenida. Si se calcula el precio del PVB con todos hubs internacionales a 0, se puede ver que el más caro sería “el contrato” que estuviese vinculado al JKM.

Por otro lado, se puede ver que los países “vecinos” a España como son Italia y Francia tienen precios más parecidos que si los comparamos con otros europeos más alejados de las fronteras españolas. Finalmente, el caso del HH es particular ya que su precio no es tan desorbitado como otros más cercanos a España. Esto se debe a los altos volúmenes de los que dispone el país americano y como se ha visto en gráficas anteriores (ver gráfico 24), es común ver que el HH marca el “suelo” de los precios mundiales de gas. Esto lleva a concluir que lo obtenido en las rectas de regresión tiene sentido.

Nuevamente reiterar que si la tendencia fuese parecida a futuro, estas rectas serían útiles para saber cómo los demás hubs mundiales pueden afectar al precio del gas en España. El problema es que existen múltiples variables que hacen que estos precios no sean tan fáciles de estimar. A continuación, se verán temas de geopolítica actuales en el siguiente capítulo que ayudan a entender estas situaciones complejas.

11. SITUACIÓN ANTES DE LA GUERRA DE UCRANIA

Posiblemente el tema más escuchado, o desde luego de los más escuchados, en las calles del país sea el precio de la energía.

La decisión de Rusia de invadir el país de Ucrania, ha llevado a que de forma inmediata la Unión Europea haya tomado medidas.

Hay que tener en cuenta que el cambio de suministro no es algo que se pueda realizar de un día para otro, pero lo que sí se ha hecho desde el momento uno ha sido planificar las alternativas de suministradores de gas natural para evitar importar gas ruso.

Es estos momentos de guerra, España tiene la suerte de no depender tanto del gas ruso como otros países del centro de Europa. En el 2021 alrededor de un 10% (dependiendo de la fuente consultada), provino de Rusia a España. (ver tabla 7)

Para tener una referencia de lo que ocurría antes del comienzo de la guerra, se han cogido los datos de la fuente Enagas para tener una idea general del porcentaje del gas ruso dentro del gas total importado por parte de España. A continuación, se muestra un resumen de los países de los cuales importa gas España en los años 2020 y 2021, junto con las variaciones de los volúmenes.

A grandes rasgos se pueden destacar varios hechos de la tabla siguiente.

En primer lugar, España tiene un abanico de suministradores, lo que es un factor clave en los tiempos que corren. Esto permite poder aumentar volúmenes con un suministrador si otro falla.

En segundo lugar, aunque el suministro a España se encuentra muy diversificado, más del 40% del suministro proviene de un solo suministrador que es Argelia. Le siguen Estados Unidos, Rusia, Francia, y Qatar. En el caso de Francia hay que destacar que no es que el gas se extraiga en Francia, sino que se trata de la interconexión que existe entre la Península Ibérica y el resto de Europa. Esto implica que es gas que puede que se haya extraído en cualquier país de Europa, pero se identifique como Francia porque es el país con el que España se comunica con el resto.

Unidad: GWh		Acumulado mensual (*)		Acumulado anual (*)		Total anual móvil (*)	
		Dic-2021	Dic-2020	Ene-Dic 2021	% s TOTAL	TAM: Ene 2021-Dic 2021	% s TOTAL
Argelia	GN	8.260	12.930	154.565	42,7%	154.565	42,7%
	GNL	2.357	495	23.425		23.425	
Francia	GN	3.655	4.383	30.922	7,7%	30.922	7,7%
	GNL	0	0	1.059		1.059	
Angola	GNL	1.997	0	4.128	1,0%	4.128	1,0%
Camerún	GNL	0	0	0	0,0%	0	0,0%
Estados Unidos	GNL	9.528	4.070	58.962	14,2%	58.962	14,2%
Guinea Ecuatorial	GNL	890	1.008	8.890	2,1%	8.890	2,1%
Nigeria	GNL	6.699	7.997	47.690	11,4%	47.690	11,4%
Noruega	GNL	0	0	0	0,0%	0	0,0%
Perú	GNL	0	0	865	0,2%	865	0,2%
Qatar	GNL	877	880	26.169	6,3%	26.169	6,3%
Rusia	GNL	4.195	1.628	37.027	8,9%	37.027	8,9%
Trinidad	GNL	0	0	13.123	3,1%	13.123	3,1%
Omán	GNL	0	0	0	0,0%	0	0,0%
Bélgica	GNL	0	0	0	0,0%	0	0,0%
Argentina	GNL	0	0	0	0,0%	0	0,0%
Egipto	GNL	0	0	3.906	0,9%	3.906	0,9%
Portugal	GN	187	318	3.560	0,9%	3.560	0,9%
Paúa y Nueva Guinea	GNL	0	0	168	0,0%	168	0,0%
España	GNL	0	0	926	0,2%	926	0,2%
Australia	GNL	172	0	842	0,2%	842	0,2%
Yacimientos nacionales	GN	23	42	358	0,1%	358	0,1%
Biogás nacional	GN	8	10	99	0,0%	99	0,0%
TOTAL		38.848	33.761	416.685	100%	416.685	100%

Tabla 7: Volúmenes de GN y GNL importados por España en 2020 y 2021. Fuente: (ENAGAS, 2022).

El objetivo “inmediato” debido al comienzo de la guerra es dejar de consumir gas ruso en la medida de lo posible. Como se puede ver en la tabla 7, España tiene alrededor de un 10% de gas que proviene de este país, es por ello que se dice que no se tiene demasiado problema en el país debido a un posible corte de suministro ruso. A pesar de esta situación, se están tomando medidas para dejar de seguir consumiendo gas del país que ha comenzado la actual guerra.

De todos los países que aparecen representados, únicamente Argelia, Noruega y Francia son orígenes de gas natural que llega a España por gasoducto. El resto de los países exportan a España el gas por medio de barcos debido a las localizaciones geográficas de los países de origen y llegada.

Una conclusión que se puede sacar sobre la situación del gas en España es la diversificación de los suministradores, lo que ayuda a reducir el riesgo de suministro. Básicamente, si existe algún problema con alguno de los países que exportan a España el gas, se podría renegociar con el resto de los suministradores unos nuevos contratos para aumentar el volumen que se haya podido perder por conflictos con otro país y restablecer la situación de normalidad con cierta facilidad.

Por otro lado, el hecho de que España obtenga la mayor parte de su gas en forma de GNL, también evita riesgos de interrupción de gaseoductos, como ocurrió hace unos meses con el gaseoducto argelino que atraviesa Marruecos.

En una situación con tantas tensiones debido al gas, España tiene una posición privilegiada comparada con el resto de Europa. En primer lugar, por la capacidad de regasificación, y en segundo lugar porque Rusia los volúmenes de gas rusos importados rondan “solo” el 10-15% del volumen total; lo que es fácilmente transferible a otros exportadores.

11.1. Papel del gas en el mix energético actual español

Esta tabla representa la situación antes del comienzo de la Guerra, se puede observar que el consumo de gas de 2020 a 2021 disminuyó y esto se explica debió a diferentes factores que llevaron a esta disminución del consumo del gas en este segundo año.

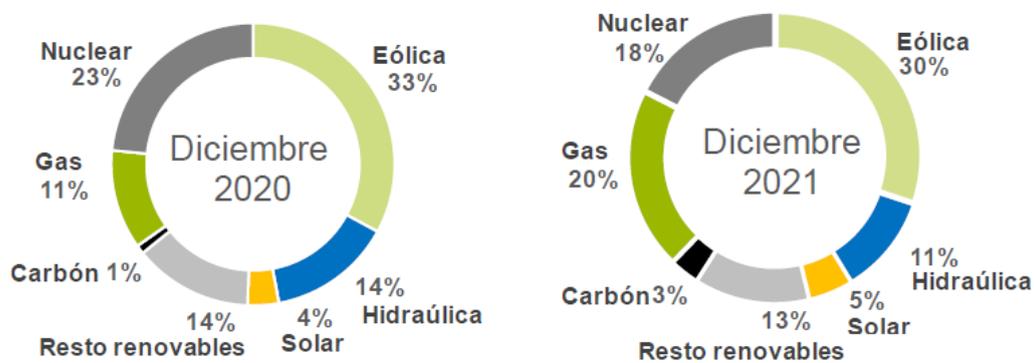


Gráfico 24: Generación eléctrica de Diciembre 2020 y Diciembre 2021. Fuente: Enagas.

La ilustración anterior se adjunta a modo de explicar el papel del gas en el sistema energético español. Se puede ver que el mes de diciembre de 2021 no fue un año tan lluvioso como el del año anterior, lo que implicó que la energía hidráulica no pudo generar tantos TWhe. Con más detalle, se generaron 3.2 TWhe en el año 2020 y 2.5 TWhe en el 2021.

No solo disminuyó la energía hidráulica, sino que la eólica disminuyó en un 3% al comparar estos 2 meses. De igual forma disminuyó en un 5% la energía nuclear generada en Diciembre 2021, en comparación con el mismo mes del año anterior.

Estos factores llevaron a que estas bajadas de generación de las renovables y la nuclear fuesen cubiertas por tecnologías que utilizan el gas como materia prima, así como el carbón. Se puede ver rápidamente que el consumo de gas aumentó en un 9%, mientras que el gas lo hizo en un 2% en los gráfico 26.

Lo que se pretende explicar con este ejemplo concreto es que el gas natural (ya sea GN o GNL), es una materia que se utilizar para “de forma rápida” cubrir los huecos que las tecnologías renovables puedan tener debido a cambios climáticos. Así mismo ocurre lo mismo con el carbón, ya que es una materia prima que puede arrancar “fácilmente” cuando se le necesita. El problema mundialmente conocido de esta tecnología son las emisiones de CO₂ que genera la combustión de este mineral.

Este hecho que no ayuda en absoluto a cumplir con los objetivos de la Unión Europea, ni de la IEA se podría solventar utilizando tecnologías de captura de carbono (se tratará más adelante).

Se debe de tener en cuenta que el mix energético no depende únicamente de la tecnología disponible, sino que los objetivos medioambientales, políticas nacionales e internacionales y relaciones entre países afectan en el resultado de cómo un país genera la energía que necesita.

Esto lleva a que en las situaciones como en la redactada anteriormente, los gobiernos se tengan que plantear cómo quieren suministrar energía que no es posible que se produzca con fuentes renovables.

11.2. El gas y la energía nuclear como energías verdes

Actualmente ha ocurrido un hecho relevante en la Unión Europea en cuanto a la energía nuclear y el gas. El pasado mes de Enero la Comisión Europea (CE), sorprendió con un mensaje en el que consideraba la tecnología del gas y la energía nuclear “energías verdes”.

En primer se debe de analizar cual es la definición de una tecnología considerada verde. Una definición “básica” de lo que es una energía limpia (o verde) podría ser la siguiente:

“Esta energía, que se obtiene a partir de recursos naturales y fuentes renovables, interesa a cada vez más personas debido a un creciente compromiso por cuidar de nuestro planeta y proteger el medio ambiente”. (ENDESA, 2020)

Si se siguiese al pie de la letra la anterior definición sería difícil incluir las tecnologías del gas en esta categoría, debido a las emisiones que generan y que empeoran el efecto invernadero. Pero se debe de tener en cuenta las razones por las que la CE ha incluido este recurso fósil dentro de este grupo de tecnologías.

Cómo se ha visto en capítulos anteriores, aunque la CE tiene objetivos en común en cuanto a las emisiones y la dirección a la cual se debe de dirigir el grupo de países europeos. El problema es que a día de hoy hay una gran diferencia entre los mix energéticos que se pueden encontrar dentro de la CE. Esto lleva a que la Unión Europea cree normas o modifique las existentes para de alguna forma facilitar que los países dejen de consumir las materias primas que más contaminan; a grandes rasgos: carbón y petróleo.

Es por ello que se incluye el gas como energía para la transición, que aunque no es una energía limpia al 100%, ya que tiene unas emisiones de alrededor de 58 kg CO₂/Gj. Lo que le hace colocarse en el combustible fósil que más contamina, siendo el que más el lignito (tipo de carbón) que genera 100 kg de CO₂/Gj. (Ministerio para la transición energética y el reto demográfico, s.f.)

En el caso de la energía nuclear, la generación de electricidad a partir de esta tecnología no genera emisiones al aire. El problema en este caso son los residuos radiactivos que se generan al producir electricidad a partir de esta tecnología. Es este hecho el que no contenta a la población y algunos de los países (como Alemania o España), que aun teniendo energía nuclear entre sus fronteras no se plantean aumentar la potencia, sino que más bien cerrar lo que ya hay instalado.

Por otro lado, existen empresas que están invirtiendo dinero y tiempo en producir pequeños reactores nucleares que al parecer son menos contaminantes que los convencionales y su tiempo de construcción también es menor, lo que es una gran ventaja ya que actualmente se tarda entre 5-10 años en construir un reactor nuclear. Estos nuevos y más pequeños reactores estarían listos para operar en 2-3 años.

Algunas de las empresas que están detrás de estas propuestas son Mitsubishi y Rolls-Royce.

En primer lugar, Mitsubishi propone unos mini reactores que tendrían un tamaño que les permitiría ser transportados en camión. Su potencia sería de 500kW y como ventajas destacan sus pequeñas dimensiones (3 metros de ancho y 4 de alto), su flexibilidad y su precio. Como desventajas sería que el coste del kilovatio-hora sería algo más caro que el que se genera con energía nuclear convencional.

La empresa piensa que sería una buena opción para utilizar en poblaciones pequeñas y remotas. (El Español, 2022)

En el caso de Rolls-Royce, apuesta por la tecnología conocida como SMR (Small Modular Reactors). Se trata de reactores modulares pequeños que son capaces de producir hasta 300 MWe. Además, entre sus ventajas destaca su flexibilidad, el tamaño y la necesidad de aportar materia prima con menos frecuencia que los convencionales. (EFE, 2021)

Ambos modelos están pensados para agilizar la transición energética, ya que el tiempo de puesta en marcha se reduce considerablemente, además de su tamaño que facilita su instalación.

¿Qué nos lleva pensar esta decisión de la CE?

Como se ha comentado anteriormente, el perfil energético de los miembros de la Unión Europea es muy diferente, lo que implica que los objetivos a cumplir deben de ser realistas para todos los miembros de la comisión. Esto es seguramente uno de los motivos por los que se ha tomado la inesperada decisión de incluir al gas y a la energía nuclear como energías verdes.

Por otro lado, y no menos importante que se trata a continuación, se debe de tener en cuenta la situación actual energética mundial. La guerra que está teniendo lugar cerca de las fronteras europeas no ayuda a que se cumplan los objetivos energéticos ni medioambientales que se habían fijado años atrás.

Esto se debe a que los precios del gas han subido has precios nunca vistos, lo que encarece básicamente todo. Desde el transporte (ya que la subida del gas también genera presión sobre la gasolina), hasta los alimentos de primera necesidad (como se está viendo con la bolsa de la compra).

Teniendo en cuenta los desorbitados precios del gas, y la posible crisis que aparezca debido a la guerra, no sorprende el hecho de que se puedan congelar las inversiones que se estaban haciendo en las energías renovables. Y no solo esto, sino que con la subida del precio del gas puede haber países que den atrás y decidan volver a utilizar carbón para generar electricidad, ya que por algún motivo (precio de la materia prima o producción nacional) les salga más barato.

Por ello, para evitar que los países inviertan la tendencia de la reducción de emisiones, la UE ha decidido incluir dentro de las “energías buenas” al gas y a la energía nuclear. De esta forma, se puede

evitar en parte un gran consumo de carbón, aunque como veremos hay excepciones, como es el caso de Alemania.

Además, otra posibilidad es que, a día de hoy no existen unas baterías que estén preparadas para introducir en la red y poder suministrar el 100% de la demanda de fuentes renovables. Esto lleva a que sea necesario energías “back up” que puedan cambiar de forma rápida su generación en caso de que las renovables no sean capaz de generar todo lo que se necesita. Esto solo es posible de generar con gas, ya que los reactores nucleares necesitan tiempo para cambiar su generación, por lo que no son capaces de variar de forma rápida lo que producen debido a sus restricciones técnicas.

Por otro lado, no podemos dejar atrás los objetivos de emisiones que tiene la CE a corto plazo (2030), en el que se pretende reducir en un 40% las emisiones de CO₂ en comparación con las que se emitían en 1990.

Las cantidades que reflejan la cantidad de emisiones que se producían en 1990 y el objetivo que se espera para 2030 se muestran en la siguiente tabla. Además, se ha incluido el dato más reciente encontrado de las emisiones que actualmente se están generando.

Emisiones CO ₂ Europa (Mton)		
1990	2020	Objetivo 2030
3,956	3,014	2,3736

Tabla 8: Emisiones de CO₂ generadas por Europa. Elaboración propia. Fuente: (IEA, 2022)

Como se puede ver en la anterior tabla de datos, parece razonable pensar que los países van a ser capaces de cumplir con el objetivo de emisiones que se tenía programado. Es por ello que la CE ha decidido proponer una mayor reducción y aumentar el recorte de emisiones en un 55% en comparación con lo que se emitía en 1990 de CO₂ (en vez del 40% previamente acordado).

Entre las tareas que se están realizando para llegar a los niveles marcados, se encuentran las siguientes: reducción anual de los derechos de emisión, la llamada ‘fuga de carbono’ y la eliminación gradual de los derechos de emisión gratuitos de los sectores de la aviación y marítimo. (National Geographic, 2021)

Los derechos de emisión forman parte de un mercado (como puede ser un hub), en el que se compran y venden estos ‘derechos de emisión’. Esos “títulos” básicamente permiten a las empresas emitir CO₂ a cambio de pagar por ello. La idea de la Unión Europea es ir reduciendo las cantidades totales

que se emiten entre las fronteras. Con esta medida al haber menos oferta, el precio de cada derecho de emisión subirá, lo que presionará a las empresas cambiar su forma de consumir energía a otras fuentes que no generen estas emisiones, es decir, a cambiar a un consumo limpio.

Y precisamente utilizando energías renovables, nuclear o incluso el gas natural se reducen los derechos de emisión que necesitan las empresas para seguir produciendo como lo hacen en la actualidad.

12. SITUACIÓN ENERGÉTICA EN EUROPA TRAS EL COMIENZO DE LA GUERRA

Desde que comenzó a finales de Febrero la Guerra entre Ucrania y Rusia, los países tienen en el punto de mira el invierno de 2023 debido a la gran dependencia que Europa (en general) sigue teniendo de Rusia para generar energía.

No todos los países tienen la misma dependencia del gas ruso, sino que nos encontramos con un escenario muy diferente en los diversos países dentro de la Unión Europea. A día de hoy (verano 2022), se siguen barajando escenarios y posibles medidas que se pueden llegar a adoptar para mitigar posibles problemas de cortes de suministro a Europa por parte de Rusia en el próximo invierno. Por ello uno de los apartados próximos, tratará diferentes situaciones que se pueden dar en algunos países europeos (Alemania y España) y se estimará cuanto tiempo podrían aguantar algunos países sin tener nuevas importaciones de gas durante el próximo invierno.

En este apartado se comentan las diferentes medidas que la Unión Europea está anunciando y cómo se están llevando a cabo para guardar el gas para el invierno. Todas las acciones tienen el mismo objetivo común: no tener falta de suministro en invierno.

12.1. Situación en Europa

Lo que se está haciendo a día de hoy desde Europa es comenzar a proponer medidas que entrarán en pocos días en rigor con la idea de guardar más gas de lo habitual para el invierno.

Se sabe que países con poca interconexión con el resto de Europa y aquellos que su mix dependa fuertemente en el gas deberán de reducir su consumo de gas en un 7% entre Agosto 2022 y Marzo 2023. El resto de países que se encuentren en una situación de “más riesgo” deberán de reducir el uso del gas en un 15%.

A grandes rasgos las principales medidas que se están comenzando a adoptar en toda la unión son: prohibir la iluminación de escaparates, pantallas de anuncios y monumentos durante la noche; limitar el aire acondicionado en verano y la calefacción en invierno, y evitar tener las puertas abiertas

cuando el aire acondicionado o la calefacción estén encendidas. (RTVE, 2022)

Por otro lado, Europa tiene un objetivo claro y es evitar todo lo posible futuros “sustos” que pueda haber durante el próximo invierno con el suministro de gas ruso. Para ellos se ha marcado el objetivo de que los almacenamientos de gas deberán de estar al 80% de su capacidad el 1 de noviembre de 2022.

Además, se sigue planteando cómo se deberían de gestionar los recursos energéticos dentro de la comunidad. Hay tensiones de cómo se deberían de gestionar y compartir los recursos naturales entre los países miembros. Un ejemplo de ello es España, país que por la situación “privilegiada” actual debido a la capacidad de regasificación, está siendo mirada por el resto de la Unión y se le está reprochando que debería de “ser más generosa”.

12.2. Situación en España

Se llevan escuchando muchas teorías, rumores y datos que muchas veces no son verdaderos sobre la situación energética de España y cómo será el próximo invierno. Para entender cómo nos podemos ver afectados, es necesario explicar cuál era el papel del gas (tanto GN como GNL) y del carbón en España.

Para ello se muestran a continuación unos números que explican de forma rápida el peso de cada uno de estos combustibles dentro del sistema energético español.

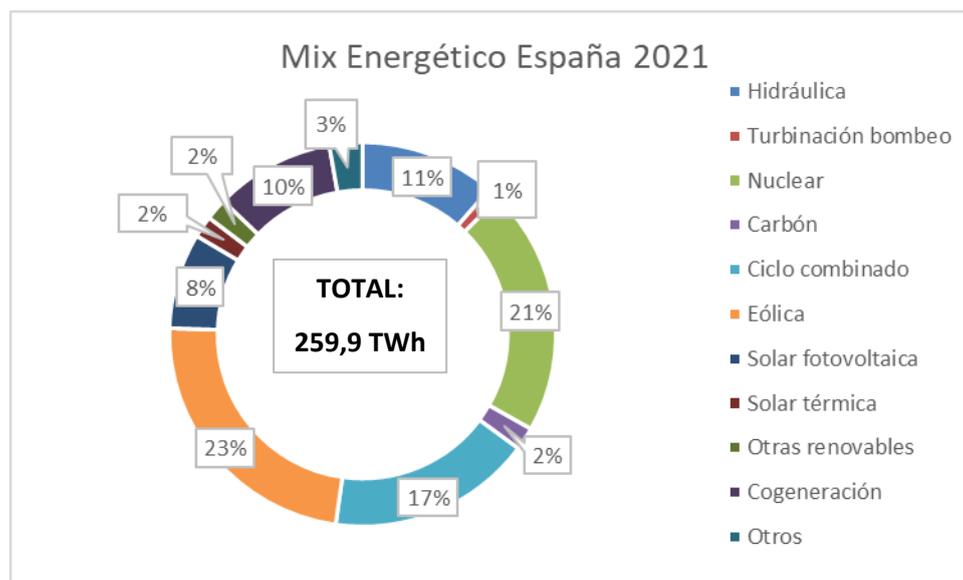


Gráfico 25: Mix energética España 2021. Fuente: REE. Elaboración propia.

En el gráfico anterior se han juntado todas las tecnologías con un peso menor al 1% dentro de la generación total nacional, ya que el objetivo es analizar el peso del carbón y del gas natural en España.

Se puede observar que el peso del gas natural en España es notable teniendo en cuenta el 17% de generación eléctrica a partir de ciclos y el 10% de cogeneración. En cuanto al carbón es bastante residual hoy en día y solo aportó un 2% de la generación anual en el 2021.

Rápidamente se puede comprobar que gran parte de la generación española proviene de fuentes renovables. En el año 2021 las energías renovables generaron casi la mitad de toda la demanda nacional, representando éstas el 47,37% de la energía total consumida.

¿Qué ocurre con la generación renovable? A día de hoy existen diversas barreras que surgen de este tipo energías. Principalmente son:

- Falta de estabilidad de generación. Es decir, al depender del viento, lluvia y/o energía solar; no es posible conocer de forma exacta la energía que se va a generar. Esto lleva a lo que se ha explicado en apartados anteriores; se necesitan energías que de forma rápida puedan complementar la falta o el exceso de producción renovables.
- Imposibilidad de almacenamiento de la energía. Puede que en un futuro este gran problema se resuelva y que las redes sean capaces de almacenar energía para poder ser utilizada en otros momentos. Por ahora esto no es viable.

Se debe de tener presente el hecho de que un buen año de lluvias puede generar mucha energía hidráulica, lo que resultará en un menor consumo de combustibles fósiles. Pero al año siguiente se puede dar la situación contraria. De hecho, es lo que está ocurriendo en la actualidad. En lo que llevamos de 2022, la energía hidráulica está generando menos de la mitad del año pasado, ya que los embalses en muchas zonas del país se encuentran en sus límites mínimos.

Agua embalsada en España		
Agua embalsada (09-08-2022):	21.996 hm ³	39.18 %
Variacion semana Anterior:	-693 hm ³	-1.23 %
Capacidad:	56.136 hm ³	
Misma Semana (2021):	26.290 hm ³	46.83 %
Misma Semana (Med. 10 Años):	32.714 hm ³	58.28 %

Figura 17: Volumen total embalses España. Fuente: (Embalses.net, 2022)

Se puede observar en la anterior ilustración que actualmente los embalses nacionales están notablemente por debajo de los volúmenes que se solían registrar en esta época del año en el país.

Vamos a analizar la situación actual del gas en España, ya que se trata de un tema que se encuentra a diario en el punto de mira de todos.

En primer lugar, se debe de tener en cuenta que España es el país de la Unión Europea con más capacidad de regasificación. Concretamente se dispone del 27% de la capacidad de la unión. Se trata de una gran ventaja en los tiempos que corren ya que permite a los países poder diversificar sus vías para recibir gas de diferentes suministradores a través de barcos.

En 2020, alrededor del 61% del gas que entraba en España lo hacía en barco, es decir en forma de GNL. No es de sorprender, teniendo en cuenta que solamente existen 3 grupos vías de comunicación por gaseoducto que atraviesen las fronteras españolas. Estas son: 2 gaseoductos con Portugal, 2 gaseoductos que comunican con Francia y otros 2 que comunican el país con Argelia.

De estos 3 pares de gaseoductos, los únicos que suministran gas de forma directa a España son los que provienen de Argelia. En cuanto a las conexiones con Francia y Portugal, son tuberías que permiten realizar ajustes entre países europeos. Aunque en el caso de Francia, antes de entrar en esta situación de crisis del gas, la situación “normal” era recibir a través de los Pirineos gas que provenía de Noruega, Rusia, Noruega u otros suministradores europeos. Esta situación se ha visto invertida y es ahora España quien exporta al resto de Europa gas a través de los Pirineos.

12.2.1. Medidas planteadas en España debido a la guerra

Debido a esta situación de privilegio de España (gracias a la capacidad de regasificación y la diversificación a la hora de comprar gas), las medidas que la Unión Europea ha aplicado el país no son tan duras como en centro Europa.

En este caso, se debe de cumplir una reducción del 7% del consumo del gas entre Septiembre 2022 y Marzo de 2023. Para ello, ya se han comenzado a aplicar algunas de las medidas en el mes de Agosto, entre ellas el tope de la temperatura de los aires acondicionados a 27°C. Algo parecido se aplicará en invierno a la temperatura de la calefacción. En los meses fríos se aplicará un tope de 19°C, siendo esta la máxima temperatura a la que se podrá calentar los edificios.

Se debe de destacar el hecho de que la aplicación del “tope al gas” que se comenzó a aplicar en España, solo aplica a los ciclos combinados y no lo está haciendo para la cogeneración (actualmente).

Esto ha llevado a que muchas industrias estén producción energía a través de la cogeneración ya que los altos precios que sigue teniendo el gas natural en los mercados hacen insostenible que sea rentable utilizar esta tecnología para producir electricidad.

Esto se puede comprobar al ver la generación de CCGT y Cogeneración en España de los últimos meses.

	2021				2022			
	Abril	Mayo	Junio	Julio	Abril	Mayo	Junio	Julio
Turbina de gas	24,55	24,92	34,12	40,57	34,57	42,31	47,73	79,73
Ciclo combinado	3384,47	2444,87	3653,44	3718,14	3146,58	3713,40	6478,72	8460,32
Cogeneración	2193,29	2206,33	2186,70	2242,86	1709,32	1870,32	1466,59	1053,32

Tabla 9: Generación eléctrica diferentes tecnologías con gas natural (GWh). Elaboración propia. Fuente: (REE, 2022).

Se ha calculado el descenso mensual de los meses de abril a julio para analizar mejor el cambio que existe en la tecnología de cogeneración. Se comprueba que los CCGT han aumentado su producción en este año 2022, mientras que la cogeneración no ha parado de disminuir en lo que llevamos de año.

Si la reducción de precios también se estuviese aplicando a la tecnología de cogeneración este escenario cambiaría por completo y esta tecnología volvería a los valores que tenía el año pasado, o

incluso seguiría los pasos de los CCGT e incrementaría su generación en el mix.

	Variación en la generación 2021-2022			
	Abril	Mayo	Junio	Julio
Turbina de gas	71,02%	58,89%	71,48%	50,88%
Ciclo combinado	-7,56%	65,84%	56,39%	43,95%
Cogeneración	-28,31%	-17,97%	-49,10%	-112,93%

Tabla 10: Variación de producción de las tecnologías con gas (%) entre 2022 y 2021. Elaboración propia. Fuente: (REE, 2022).

Además, otras medidas como mantener las puertas de los edificios cerradas si el aire acondicionado o la calefacción están encendidos serán obligatorios. Otra medida que se aplicará será el apagar las luces de los escaparates de los establecimientos entre las 22.00 y las 6.00 horas.

El objetivo con estas nuevas normas (y otras que puedan surgir en los próximos meses) es aumentar la eficiencia energética, no una reducción de la demanda “innecesaria”.

Por otro lado, igual que el resto de países miembros, las reservas de gas del país deberán estar al 80% como mínimo el día 1 de Noviembre.

12.2.2. Cambios en el mix energético en España en los próximos meses

Para analizar e intentar estimar lo que puede pasar en los próximos meses con la generación energética de España, se han cogido los datos de 2021 y 2022 (hasta julio) donde se muestra el peso de cada tecnología dentro del mix nacional.

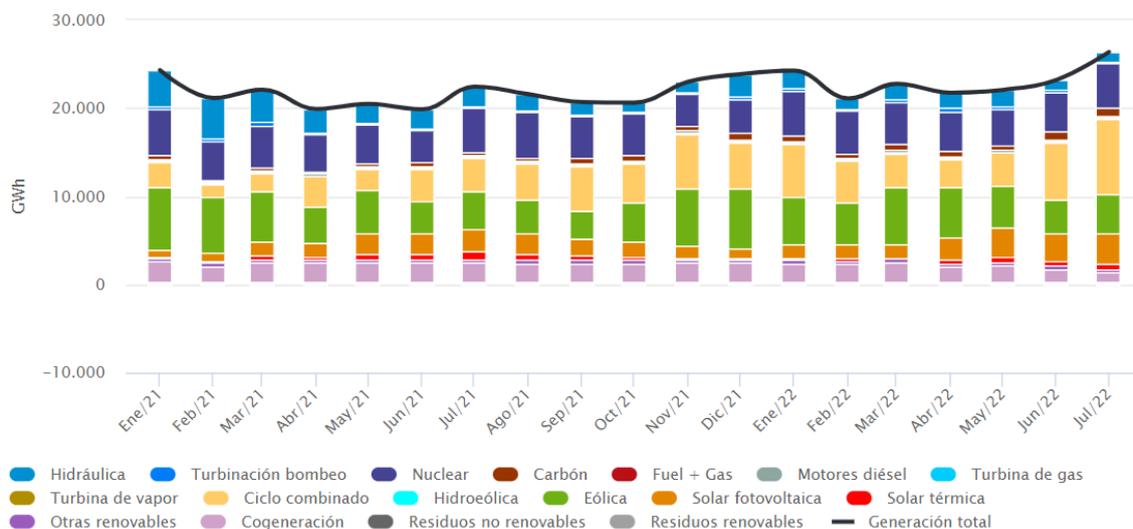


Gráfico 26: Estructura de la generación eléctrica de España desde Enero 2021 a Julio 2022. Fuente: (REE, 2022).

Como se comentaba en apartados anteriores, este año 2022 no ha destacado por la generación hidráulica debido a la falta de lluvias; y esto se ve reflejado en los meses de verano del 2022. Por otro lado, se puede ver rápidamente que la demanda energética de Julio 2022 aumentó considerablemente, siendo el mes de 2021 y 2022 en el que más energía se demandó. En este mes la demanda fue de 26.367 GWh, siendo un 25% superior a la del mismo mes del año pasado. Esto se debió a la fuerte ola de calor que durante días causó altas temperaturas en prácticamente todo el país.

Se puede comprobar que la forma de generar este aumento de demanda en el mes de Julio 2022 fue con el uso de ciclos combinados y tecnologías de Fuel + Gas. Como ya se ha comentado previamente esto es debido a la flexibilidad que tienen estas tecnologías poder generar electricidad de forma rápida.

Se sumó a esta subida de la demanda, la incertidumbre sobre Rusia y los planes de llenado de los almacenamientos subterráneos para el invierno. Lo que causó una subida del precio eléctrico en el pool. Eso no solo ocurrió (y sigue ocurriendo en España, pero también en el resto de Europa).

Para estimar lo que se consumirá en España de energía, se ha tenido en cuenta la demanda de Enero 2021 hasta Julio 2022 y la reducción del 7% del consumo del gas.

En la siguiente tabla se muestra el consumo de gas mensual en España (GWh). Se han incluido las siguientes tecnologías: Ciclos combinados, Turbinas de gas y Cogeneración.

En la siguiente tabla se muestran en naranja la posible demanda de gas si se reduce en este año el consumo de gas en un 7% y en azul se muestra la reducción con respecto al promedio de los años 2021 y 2022. Se debe de tener en cuenta que en principio la reducción de la demanda de gas terminaría en marzo de 2023, pero en este caso se concibe la idea de que “las restricciones” son llevaderas y se podrían alargar en el tiempo.

De esta forma no solo se reduciría la dependencia energética sino que también las emisiones de CO2 disminuirían.

Consumo de gas España (GWh)			
	2021	2022	2023
enero	5163,24	8076,49	6156,48
febrero	3400,26	6823,80	4754,19
marzo	4432,82	6126,02	4909,86
abril	5602,31	4890,48	4879,15
mayo	4676,12	5626,03	4790,50
junio	5874,27	7993,05	6448,30
julio	6001,56	9593,37	7251,65
agosto	6201,40	5767,30	5565,44
septiembre	7177,30	6674,89	6441,26
octubre	6593,61	6132,06	5917,44
noviembre	8517,78	7921,54	7644,29
diciembre	7353,88	6839,11	6599,74

Tabla 11: Consumo mensual de Gas Natural en España. Elaboración propia. Fuente: (REE, 2022).

Para intentar estimar el futuro mix energético de España se debe de tener en cuenta que hay variables que no son posibles de estimar y afectan al resultado en gran medida, de forma muy resumida: la climatología.

Teniendo en cuenta el calentamiento global y las olas de calor prolongadas que ya estamos empezando a sufrir, se podría estimar que la hidráulica no va a ser una generación que aumente en el futuro, más bien lo contrario.

En cuanto a la energía solar y eólica, sí se espera que aumenten. En cuanto a la energía eólica, en España se están comenzando a barajar los proyectos para instalar plataformas marítimas, ya que a día de hoy no existe ningún aerogenerador en las costas españolas. El objetivo es que España produzca entre 1 y 3 GW a través de energía eólica marina en 2030.

En cuanto a la energía fotovoltaica se espera que siga aumentando hasta llegar a aumentar en 4GW en 2025 la potencia que existe a día de hoy.

12.2.3. Almacenamientos de gas

Actualmente, en el mes de agosto los almacenamientos subterráneos de España se encuentran al 79,33% de llenado. Este porcentaje representa 27,9651TWh de gas natural que se almacena. Como se adelantaba en apartados anteriores, la UE decretó hace semanas que los países miembros deberían tener los almacenamientos de gas llenos al 80% para el 1 de Noviembre, por lo que España parece haber cumplido la tarea.

A continuación, se muestra las reservas que se han ido almacenando en este 2022, junto con las inyecciones de gas y los volúmenes extraídos de lo que se lleva de año.

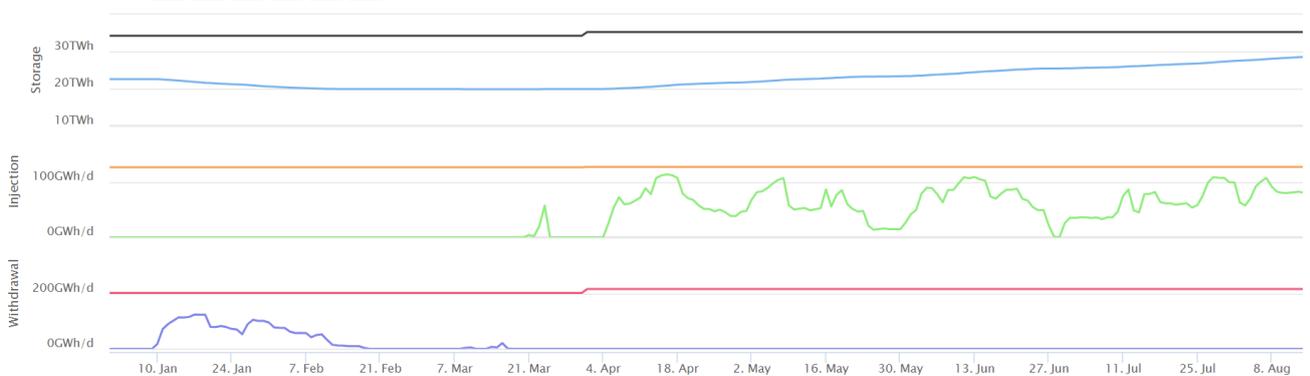


Gráfico 27: Situación 2022 almacenamientos de gas España. Fuente: (AGSI, 2022).

Se puede observar que desde el mes de Abril de 2022 no se ha parado de inyectar gas en los almacenamientos españoles; exceptuando un periodo de unos días a finales de junio.

En cuanto a la retirada de gas, se ve claramente que no se ha retirado nada de gas de los almacenamientos desde que se comenzó con el llenado. En pleno mes de agosto, se siguen llenando los almacenamientos para tener “cuanto más mejor” para los próximos meses.

Pero ¿cuánto tiempo cubrirían los almacenamientos la demanda española de gas?

Para resolver esta pregunta se ha analizado un análisis de sensibilidad con dos posibles escenarios, se muestran a continuación.

Lo primero es analizar las tendencias de los últimos años; es decir, qué meses se inyecta gas y qué meses se retira (por norma general, ya que cada año es diferente).

Como se puede ver en la siguiente ilustración, a grandes rasgos, los meses en los que se consume

gas son desde Octubre a Mayo. La duración de los meses de retirar gas dependerá en gran medida de la meteorología. Si viene un otoño y/o primavera más fríos, este periodo aumentará. Si por el contrario los meses de otoño y/o primavera son cálidos, será más probable que las reservas de gas dejen de consumirse antes.



Gráfico 28: Situación almacenamientos de gas España entre Agosto 2018-Diciembre 2021. Fuente: (AGSI, 2022).

Para los siguientes escenarios se han tenido en cuenta las demandas de gas de la tabla 10, por lo que se estaría teniendo en cuenta la reducción del 7% del consumo del gas en España.

Se toman como hipótesis:

- Los almacenamientos se encuentran al 100% antes de Octubre, habría 35,25 TWh de gas disponible. Se ha determinado el mes de Octubre como el comienzo para dejar el mes de Agosto y Septiembre para llegar a llenar el 20% del gas que falta para tener la capacidad total.
- No se realizan nuevas importaciones de gas (se tiene en cuenta que es una situación muy poco probable, pero se quiere saber cuanto aguantaría el país sin importaciones nuevas de ningún tipo, es decir ni GNL ni GN).

Escenario 1: Alta demanda de gas entre Octubre y Abril

Si se diese el caso de tener un otoño frío, implicaría encender la calefacción antes de tiempo, y como resultado de ello se daría un aumento del consumo del gas para calentar edificios. En este caso, los almacenamientos de gas se podrían comenzar a utilizar en Octubre. Además, si se le añade que la primavera no es muy calurosa, se alargaría el periodo de encender la calefacción lo que llevaría a un alta demanda de gas natural.

Si esto ocurriese (se trata del peor escenario de los planteados), las extracciones de gas de los almacenamientos subterráneos se asemejarían a lo que se muestra en la siguiente tabla:

	Consumo estimado (TWh)
Octubre	5,9174
Noviembre	7,9215
Diciembre	6,8391
Enero	6,1565
Febrero	4,7542
Marzo	4,9099
Abril	4,8791
TOTAL	41,3778
Capacidad	35,2503

Tabla 12: Escenario 1, consumos de gas de los almacenamientos en España. Elaboración propia. Fuente: REE, AGSI.

Como se puede interpretar de la anterior tabla anterior, en este caso, si no se recibiese ninguna importación de gas y solo se pudiese utilizar el que se encuentre en los almacenamientos del país. No se podría llegar a abastecer toda la demanda necesaria.

En este caso seguramente fuese el carbón la tecnología que se encargase de suministrar los 6 TWh que faltarían por generar. Teniendo en cuenta la distribución de la demanda, el carbón entraría a utilizarse en Marzo de 2023 en el caso de que se obtase por “agotar por completo” las reservas de gas de los almacenamientos. De esta forma se podría esperar que en el mes de Abril no se necesitase la cantidad de gas estimada y por ello se evitaría tener que aumentar la potencia generada a partir de carbón y con ello un ahorro de las emisiones de CO₂.

Escenario 2: Alta demanda de gas entre Noviembre y Marzo

En este segundo escenario, el mes de Octubre no precisa de consumir gas de los almacenamientos debido a que se logra cubrir la demanda nacional con otras tecnologías y se decide guardar el gas para los próximos meses.

Para este segundo caso que muestra una situación más favorable, ya que se han quitado los meses de Octubre y Mayo, el volumen mensual y total retirado de los almacenamientos sería el siguiente:

	Consumo estimado (TWh)
Noviembre	7,9215
Diciembre	6,8391
Enero	6,1565
Febrero	4,7542
Marzo	4,9099
TOTAL	30,5812
Capacidad	35,2503

Tabla 13: Escenario 2, consumos de gas de los almacenamientos en España. Elaboración propia. Fuente: REE, AGSI.

Para este caso, España sí sería capaz de suministrar toda la demanda de gas que se espera (teniendo en cuenta el 7% de reducción), sin necesitar ninguna importación a mayores de GN o GNL. En este caso no sería preciso aumentar la potencia de carbón para generar energía, por lo que las emisiones tampoco aumentarían.

12.3. Situación en Francia

En Francia se ha decidido a comienzos de agosto que de forma temporal se van a disminuir la producción de 3 centrales nucleares; estas en su conjunto producen 3,8GW. El gobierno francés ha tomado esta medida debido a la subida de la temperatura de los ríos que se encuentran al lado de los reactores debido a la ola de calor. Además, se le suma a esta situación extraordinaria el hecho de que la mitad de los reactores franceses se encuentran en mantenimiento, por lo que la producción nuclear ha disminuido en un 50%. (El Español, 2022)

En cuanto al posible corte de gas ruso, Francia recibía este gas a través de un gaseoducto que tiene con Alemania. Según GRT gaz, el operador del sistema de gas francés, el gas ruso ha dejado de llegar a Francia a comienzos del mes de agosto.

Según la IEA, en 2019 (son los datos más recientes publicados por la organización), el 55% del gas que entraba en el país lo hacía por gaseoducto. Siendo el país que mayor cantidad de gas vendía a Francia, Noruega. El siguiente mayor exportador a Francia Rusia con un volumen de 10 bcm anuales. Para tener una idea del peso del gas ruso en Francia, el volumen total en 2019 de gas en el país fue

de 44.2 bcm.

Para evitar posibles desabastecimientos de gas, Francia comenzó a buscar nuevos países que pudiesen abastecer el gas que el país necesita. Es por ello que actualmente las importaciones de gas desde España están marcando récords. Se debe de destacar que la situación habitual en este gasoducto era que Francia fuese el exportador de gas y no el que recibiera el recurso fósil.

No solo están aumentando las importaciones por gasoductos con diferentes países europeos, sino que el GNL no se está quedando atrás. En el pasado mes de julio, Francia importó el 22,9% del GNL que entró en Europa, siendo el mayor importador de gas del mes (incluso por delante de España que tiene la mayor capacidad de regasificación de Europa).

Igual que el resto de Europa, Francia quiere asegurar su suministro y para ello está aumentando los volúmenes de importación de GNL. No solo eso, sino que el país también se está planteando la construcción de nuevas plantas de regasificación. En el siguiente mapa aparecen las plantas que existen actualmente junto con una posible nueva construcción en el norte del país.

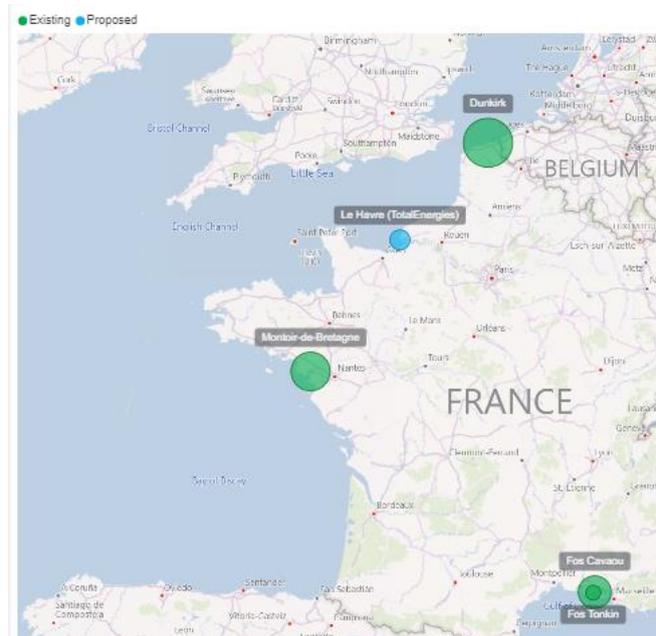


Ilustración 1: Mapa con las plantas de regasificación francesas en funcionamiento y planificadas. Fuente: IHS Markit (con suscripción)

Se ha comprobado si ha habido cambios en los suministradores de GNL a Francia. Para ello se ha cogido el año 2018; previo al comienzo de la pandemia y a la guerra de Ucrania. Se adjunta a

continuación una tabla donde se compara mensualmente los volúmenes que se importaban antes y después del comienzo de la guerra en Francia de Rusia.

Se han seleccionado los meses de Enero a Julio debido a que del 2022 solo se tienen meses de volúmenes reales importados.

Volúmenes importación Francia desde Rusia (GWh)		
	2021	2022
enero	0	6.092
febrero	1.726	8.708
marzo	5.182	6.877
abril	5.232	5.235
mayo	5.201	8.565
junio	3.473	875
julio	1.752	3.460
agosto	1.702	1.713

Tabla 14: Volúmenes importados por Francia desde Rusia 2020 vs 2022. Fuente: IHS Markit (con suscripción)

Se puede ver que lo que ha estado ocurriendo estos últimos meses ha sido que los volúmenes han aumentado con respecto al mes anterior. En el año 2021 se habían importado hasta Julio un total de 22.566 GWh, mientras que hasta el mismo mes de este año 2022 la energía importada es de 39.811 GWh. Esto seguramente sea el resultado del objetivo de la Unión Europea de llenar los almacenamientos subterráneos para el invierno antes de que la estación fría comience.

Teniendo en cuenta los datos sobre los almacenamientos de Europa de la Aggregated Gas Storage Inventory (AGSI), sí parece ser razonable el aumento de la demanda francesa. En pleno mes de agosto, los almacenamientos de Francia se encuentran en 86,24% llenos, superando el 80% que hace meses pidió la UE para el 1 de Noviembre.

Aunque no tengan tanta capacidad de regasificación como España, tienen mucha más capacidad de almacenamientos de gas. Las reservas francesas tienen un volumen máximo de 131.61 TWh. Teniendo en cuenta que en 2020 la demanda total anual de energía del país fue de 449.5TWh, y que el mayor recurso fósil del país es el petróleo, parecen tener una buena cobertura en cuanto al gas natural. (IEA)

12.4. Situación en Alemania

Alemania es uno de los países (sino el que más) se está viendo afectado por la guerra, en cuanto a la seguridad del suministro eléctrico se refiere.

Son bien conocidos los dos famosos gaseoductos que Alemania tiene construidos que la unen directamente con Rusia a través de estos tubos que atraviesan el mar Báltico. Estas famosas infraestructuras son conocidas como Nordstream I y Nordstream II. Este último se terminó de construir este pasado otoño, pero nunca llegó a ponerse en funcionamiento ya que poco después comenzó la guerra debido al país exportador.

Hace unas semanas, se paró el suministro de gas a través del Nordstream I debido al mantenimiento de una turbina que se tenía que realizar en Canadá. Se había planeado un parón del suministro de 10 días y aunque había una gran incertidumbre de si Rusia retomaría el suministro, el país cumplió con su palabra.

En cuanto a los próximos meses, se espera que la demanda de gas continúe reduciendo en comparación a los mismos meses del año anterior.

Para estimar cómo será el consumo de gas de Alemania en este año 2022, se ha aplicado una reducción de un 12% para los meses de verano (siguiendo estimaciones de S&P), mientras que para el resto de meses del año se ha aplicado un descenso del 15%, siguiendo así con las exigencias de la Unión Europea. En azul se encuentran los datos calculados teniendo en cuenta esta bajada del 15% con respecto a 2021, mientras que en naranja se ha estimado un 12% menos de consumo, debido a que la iniciativa de la Unión Europea no comenzará hasta agosto.

(GWh)	2022	2021	2020
Enero	112.877	123.021	137.958
Febrero	100.238	136.573	137.404
Marzo	103.053	147.039	151.585
Abril	91.443	115.985	110.737
Mayo	82.157	112.733	112.829
Junio	93.972	106.786	103.186
Julio	96.283	109.413	105.820
Agosto	92.758	109.127	109.257
Septiembre	86.432	101.685	137.498
Octubre	92.741	109.107	122.886
Noviembre	91.681	107.860	128.603
Diciembre	95.238	112.045	129.533

Tabla 15: Volúmenes importados en la frontera alemana en GWh. Elaboración propia. Fuente: (BAFA, 2022) y S&P (con suscripción).

El problema actual de Alemania con esta situación de inestabilidad es que ha confiado desde un comienzo en los gaseoductos y no se ha planteado hasta ahora la idea de construir infraestructuras para importar GNL. Esto implica que todo el gas que entra en el país lo hace a través de gaseoductos (principalmente tubos que provienen de Rusia), para diversificar sus fuentes de suministro están poniendo en marcha proyectos para importar GNL.

Para intentar solventar esta situación a corto plazo, el país se está moviendo rápido para crear plataformas “provisionales” para importar GNL. El problema es que la puesta en marcha de una planta de regasificación no es inmediata por lo que se necesitan soluciones más rápidas. Por ello en estos meses de verano, antes de que comiencen los meses más fríos donde se consume más gas, Europa está haciendo mucho hincapié en que los países intenten llenar sus reservas para el invierno. En esta “tarea” Alemania dispone de un almacenamiento de 23 bcm (billones de metros cúbicos), lo que viene a representar 242.90 TWh; siendo esta la mayor de la Unión Europea.

12.4.1. Almacenamientos de gas

En el caso de Alemania, la tendencia del año 2022 de retirada e inyección en los almacenamientos ha sido la siguiente.

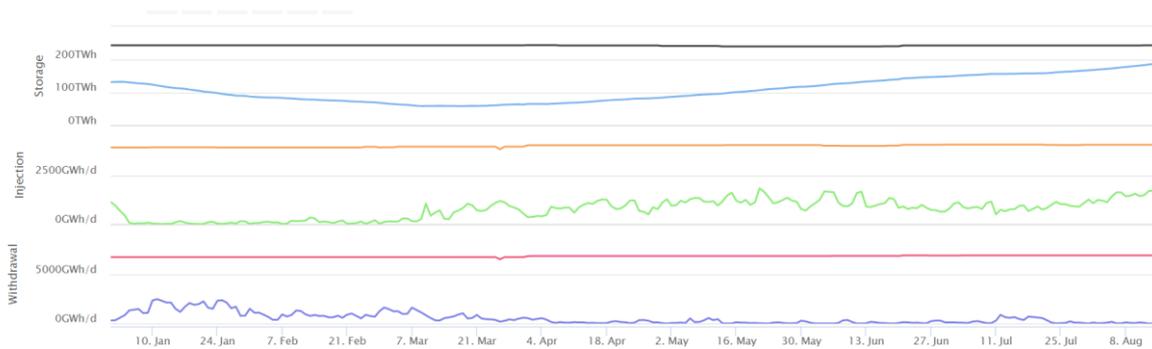


Gráfico 29: Situación de los almacenamientos de gas Alemania en el año 2022. Fuente: (AGSI, 2022).

De igual forma que se veía en el caso de España, Alemania tiene ciertos meses en los que no se utiliza prácticamente gas de los almacenamientos. Estos meses en el año 2021 fueron desde finales de mayo hasta mediados de julio cuando se comenzaron a utilizar.

En el caso de Alemania, no existen periodos largos (de meses) en los que no se realicen ninguna inyección, así como sí ocurría en España donde había meses de invierno donde no se introducía nada de gas. Se puede ver que incluso en invierno, donde se supone que los almacenamientos deberían de estar vaciándose, en algún momento puntual también aumentan.

Se puede ver que se empezaron a llenar los almacenamientos a comienzos del mes de marzo, lo que podría haber sido una clara medida de seguridad energética frente a la guerra comenzada por Rusia. Esto es debido a la alta dependencia de Alemania en el país ruso, como se ha comentado previamente.

Se realiza de nuevo un análisis de sensibilidad para el caso de Alemania. En este caso se plantea lo siguiente:

¿Qué pasaría si el país no obtuviera gas durante los meses más fríos de invierno y tuviera que abastecerse solamente con las reservas?

Escenario 1: Retirada de los almacenamientos entre octubre y mayo

Se tiene en cuenta que durante estos meses no habría ninguna importación y que el país tendría que suministrar toda su demanda de gas natural con las reservas de sus almacenamientos.

Se ha seleccionado estos meses teniendo en cuenta el comportamiento del país en el 2021. (Ver gráfico 32)



Gráfico 30: Situación de los almacenamientos de gas Alemania en el año 2021. Fuente: (AGSI, 2022).

Se puede ver que los meses en los que se ha retirado gas (a grandes rasgos) son desde Enero a Mayo y posteriormente se vuelve a utilizar este gas almacenado en Octubre.

El resultado de este escenario (que sería de lo peor que le podría ocurrir al país en los próximos meses) sería lo siguiente:

	Consumo estimado (TWh)
Octubre	109,107
Noviembre	107,86
Diciembre	109,107
Enero	112,877
Febrero	100,238
Marzo	109,107
Abril	91,443
Mayo	109,107
TOTAL	818,78
Capacidad	242,90

Tabla 16: Consumos de gas Alemania octubre 2022 - mayo 2023. Elaboración propia. Fuente: (BAFA, 2022) (AGSI, 2022).

Con la tabla anterior nos podemos imaginar que Alemania tendría serio problema con su situación energética. Teniendo en cuenta las posibilidades del país para conseguir gas de otros suministradores, seguramente compraría gas a países vecinos como Países Bajos o Bélgica; pero lo

que pudiera conseguir casi seguro que no fuera a ser suficiente. Es por ello que si esto ocurriese en Alemania, el país volvería a utilizar las plantas térmicas para generar la electricidad que le faltase.

El resultado sería aumentar las emisiones del país, ya que a día de hoy no se plantea utilizar tecnologías de captura de carbono para la producción de carbón.

Por otro lado, los planes del gobierno de cerrar las nucleares se aplazarían, ya que les dar seguridad energética (que en estos momentos les falta).

Escenario 2: Sin importaciones de gas en los meses más fríos

Se ha seleccionado esta otra situación, porque el mayor consumo de gas natural actualmente se encuentra en el sector residencial. Los hogares y edificios consumen una mayor cantidad de este combustible cuando las temperaturas son más bajas para calentar las edificaciones.

En el caso de este país estos meses son Diciembre, Enero y Febrero, donde las temperaturas a la noche suelen bajar de los 0°C. (Ver ilustración 5)

Mes	Berlín		Múnich	
	día	noche	día	noche
enero	+3.1°C	-1.9°C	+3.1°C	-3.2°C
febrero	+4.4°C	-1.4°C	+4.3°C	-3.2°C
marzo	+8.6°C	+1.4°C	+9.1°C	+0.6°C
abril	+14.3°C	+4.8°C	+14°C	+3.6°C
mayo	+19.4°C	+9.4°C	+18.7°C	+7.9°C
junio	+21.9°C	+12.4°C	+21.6°C	+11.3°C
julio	+24.6°C	+14.8°C	+24.2°C	+13.2°C
agosto	+24.1°C	+14.4°C	+23.5°C	+12.9°C
septiembre	+19.3°C	+10.8°C	+19.3°C	+9.3°C
octubre	+13.8°C	+6.5°C	+14°C	+5.4°C
noviembre	+7.5°C	+2.4°C	+7.3°C	+0.8°C
diciembre	+3.7°C	-0.8°C	+3.8°C	-2°C

Figura 18: Temperaturas de referencia en Alemania. Fuente: (Viaja Tiempo, 2022)

De igual forma que para el caso de España, se han cogido los datos de los posibles consumos de gas natural del país teniendo en cuenta la reducción aplicada por la UE que en este caso es de un 15%.

Si se suman los volúmenes previstos anteriormente se puede ver que la capacidad que tendría el país si tuviera los almacenamientos al 100% de su capacidad no llegaría para cubrir los 3 meses más fríos del año. Solamente podría abastecer a dos de estos meses de invierno.

	Consumo Estimado (TWh)
Diciembre	112,045
Enero	112,877
Febrero	100,238
TOTAL	325,160
Capacidad	242,90

Tabla 17: Consumos de gas Alemania meses más fríos. Elaboración propia. Fuente: (BAFA, 2022) (AGSI, 2022).

Teniendo en cuenta la producción de carbón del país, no les resultaría difícil cubrir esta falta de generación con este otro recurso fósil. El problema sería que se estarían alejando considerablemente de los objetivos de emisiones que tiene el país.

Por otro lado Alemania se encuentra en búsqueda de nuevas vías de suministro de gas natural. Por un lado está acelerando 2 proyectos de FSRU (Floating Storage Regasification Units), que son sirven para almacenar y realizar la regasificación en el mar y, posteriormente llevarlo a tierra mediante gaseoductos.

Están siendo bastante rápidos y a día de hoy aseguran que estarán en funcionamiento a finales de año. Aunque es un avance para dejar de depender de otros países para importar gas, estas 2 instalaciones solo llegarían a suministrar alrededor de 7 bcm cada una. Esto se traduciría en 68 TWh que podrían obtener a través de GNL en el país.

12.4.2. Importaciones de gas antes y después del comienzo de la guerra

Se ha mencionado en más de una ocasión la alta dependencia de Alemania en el gas que exporta Rusia a través del Nordstream I (y la posible importación a través del Nostream II antes de la invasión de Ucrania); por ello se realiza un pequeño estudio a continuación de cómo se vio (y se está viendo afectado) el país.

En la siguiente gráfica se muestran las cantidades (en unidades energéticas para poder comparar con el apartado de los almacenamientos), de gas que el gobierno alemán ha confirmado en el año 2021 y los meses de Enero a Junio de 2022 (últimos datos publicados a día de hoy).

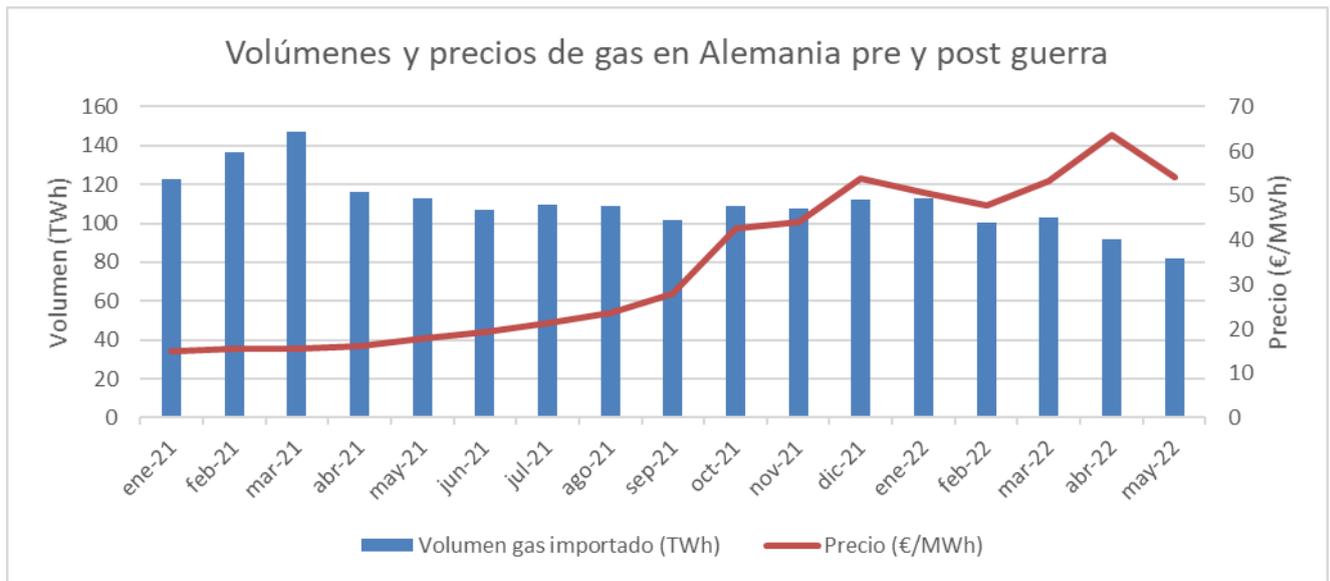


Gráfico 31: Volúmenes importados por Alemania con sus respectivos precios desde enero 2021 a junio 2022.
Elaboración propia. Fuente: (BAFA, 2022).

Se puede ver que en 2021 las mayores cantidades de gas se importaron en los meses más fríos del país. En diciembre comenzó la escalada descontrolada de los precios de la energía, por lo que los volúmenes no llegaron a ser tan altos como al comienzo del año 2021.

Se aprecia en el gráfico anterior la disminución de las importaciones de gas en los primeros meses del año 2022 (sería interesante los valores de los meses de verano pero no están publicados actualmente). Además, la alta subida de los precios de la materia prima se comienza a disparar con el comienzo de la guerra a finales del mes de febrero.

Se contempla de esta forma el gran impacto que la guerra está teniendo en las importaciones de gas del país alemán. No solo en la dificultad de obtener los volúmenes que antes compraba (a Rusia en gran parte), pero también en los precios que está pagando al país. Estos se han duplicado en algunos meses, lo que genera una situación difícil en la industria pero también en el sector residencial.

12.4.3. Situación energética en Alemania en 2050

Siguiendo los escenarios energéticos que plantea la Unión Europea, todos los países se han comprometido teniendo en cuenta sus limitaciones a mejorar su situación energética.

En el caso de Alemania, el mix de generación de electricidad para el año 2030 se estima que sea algo como lo que se muestre a continuación.

Teniendo en cuenta las reservas de Alemania de carbón, parece lógico que utilice sus recursos nacionales por varias razones. En primer lugar, el precio y en segundo lugar debido a la dependencia hacia otros países.

¿Cuál es el problema entonces? Básicamente la cantidad de emisiones que se generan para producir electricidad a partir del carbón.

Ocurre algo parecido en los países asiáticos que quieren seguir utilizando sus recursos naturales, que también tienen mucho carbón. La diferencia es que ellos están utilizando tecnologías de captura de carbono para no emitir a tal cantidad de dióxido de carbono a la atmósfera.

Europa podría estar en un momento de inflexión, generado por la guerra, en la que se tenga que replantear el uso del carbón para reducir la dependencia de gas ruso, y para no dejar de cumplir los objetivos de emisiones, una tarea sería comenzar a plantear el uso de tecnologías de captura de carbono.

Además, más particularmente en el caso de Alemania, no parece un buen momento para abandonar la energía nuclear, por lo que posiblemente retrasen o incluso en un futuro próximo cambien de opinión. Sería sorprendente que dejaran de utilizar la energía nuclear después de que la Unión Europea la haya categorizado como energía verde.

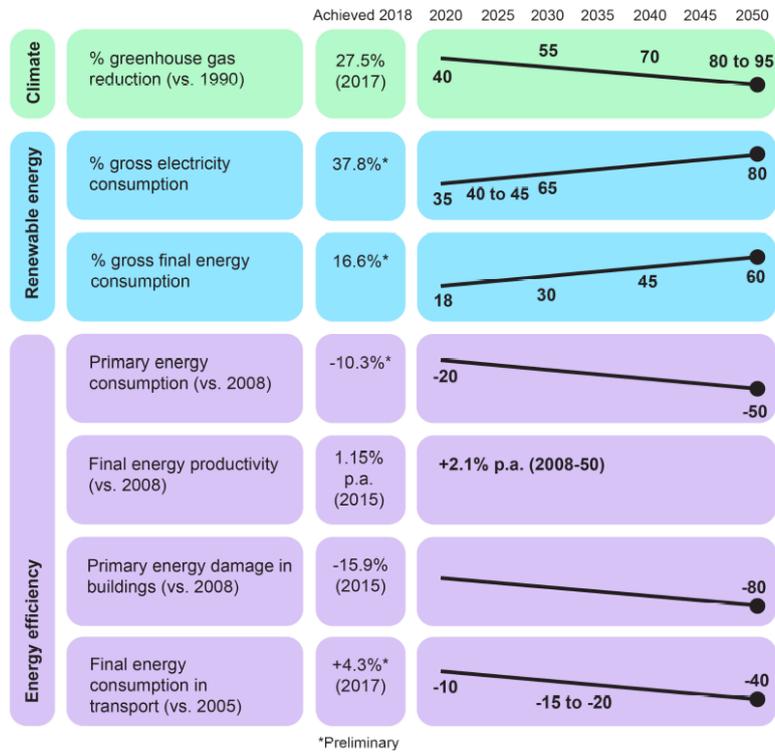
Los actuales movimientos del país en las FSRU y los continuos nuevos proyectos de nuevas instalaciones semejantes en el 2023 indican que el país espera seguir consumiendo en el futuro gas natural. Además, esta idea se refuerza al ver la presión que está ejerciendo para conseguir gas vía otros países, como es el caso del gaseoducto que iría desde Catalunya hasta Alemania (MidCat).

Teniendo en cuenta el gráfico siguiente, se puede ver que el país espera estar consumiendo un 80% de energía renovable en el 2050. Se podría decir, teniendo en cuenta la visión de la Unión Europea con respecto al carbón, que esperan generar prácticamente el resto a partir de gas natural y dejar de lado el consumo del carbón. Esta suposición viene dada por objetivos que tienen de reducción de emisiones, así como los objetivos de eficiencia; ya que los ciclos combinados superan en más de un 20% a las plantas de carbón.

Un giro que podría llegar a cumplir con la información de la IEA sería que se planteasen seguir consumiendo carbón pero con tecnologías de captura, como se veía en los países asiáticos de la

ASEAN.

A día de hoy no parece que esta sea una solución para reducir emisiones que la UE esté barajando.



Note: p.a. = per annum.

Source: Ritter, J. (2019), *Germany's Energy Policy Overview*, BMWi, Berlin.

Figura 19: Objetivos energéticos 2050 en Alemania. Fuente: (IEA, 2020)

13. CONCLUSIONES

Tras haber analizado la situación pasada del gas natural y el carbón en los últimos años y en la actualidad (hasta mediados de agosto 2022, ya que cada día hay alguna novedad en este sector); se han obtenido algunas ideas importantes del estudio.

En primer lugar, como se ha visto en el apartado de la situación del carbón en el mundo; existen muchos países que a día de hoy siguen basando gran parte de su generación eléctrica en este combustible fósil. No tenemos que irnos muy lejos de España para comprobar que esto es verdad. Se ha de tener en cuenta que no se ha analizado el continente africano, pero no sería de extrañar que la poca generación que puedan tener que no sea de forma renovable proviene con seguridad de este recurso fósil.

Ya ha sido mencionado el hecho de que cada país debería utilizar los recursos naturales que tenga para de esta forma no depender de otros países (en la medida que se pueda) para obtener electricidad y no condicionar la vida de sus habitantes. Por lo que no veo mal el hecho de que haya países en desarrollo que estén invirtiendo en tecnologías que les permitan seguir utilizando este recurso fósil pero emitiendo muchas menos emisiones. De hecho, esta situación está directamente relacionada con uno de los objetivos ODS donde se manifiesta el hecho de tener energía asequible y no contaminante. Entonces, ¿por qué hay zonas del planeta que no se están planteando esta opción?

Entre estas zonas geográficas se encuentra la Unión Europea. Teniendo en cuenta la inestabilidad que existe actualmente (y que no se sabe cuanto va a durar), en cuanto al suministro energético se refiere, la UE debería de estar buscando formas de diversificar la generación eléctrica. ¿Y qué está haciendo en su lugar? Desde mi punto de vista, buscar soluciones cortoplacistas que eviten una catástrofe este próximo invierno.

Entiendo que es lo prioritario ahora mismo, pero no se debe dejar de lado futuros proyectos que puedan llevarse a cabo en el futuro para evitar precisamente estos “sustos” que aparecen por tener estas altas dependencias de países externos a la unión.

Cuando se habla de la transición energética y del futuro, lo más oído es “el gas natural como energía de transición”, y yo me pregunto: ¿por qué no se invierte más en otras tecnologías que tengan pocas o ninguna emisión de GHG (gases de efecto invernadero), en dar como única solución el uso gas?

Puede que esta situación de guerra en la que se está viendo que Europa es bastante débil debido a cómo a gestionado sus mixes energéticos, lleve a un cambio de opiniones para el futuro. Se están viendo cambios de opinión constantes en cuanto a la energía nuclear a raíz de guerra. El ejemplo más claro de ello es Alemania ya que hace menos de 1 año orgullosa decía que estaba dispuesta a ir cerrando las plantas nucleares y hace unas semanas nos hemos encontrado en los titulares de los periódicos que retrasan su cierre.

Situaciones como estas puede que se lleguen a dar en el futuro con la generación del carbón, pero Europa tendría que sentarse y tratar de cambiar una situación que lleva años defendiendo.

Está claro que la transición energética es necesaria, cada vez más, y ya lo estamos empezando a sufrir con los cambios radicales de tiempo y temperaturas nunca registradas en muchas ciudades.

Posiblemente, no se llegue a tener una generación energética 100% renovable hasta que entren en juego baterías capaces de almacenar de forma eficiente energía verde. Pero lo que sí veo necesario es comenzar a plantear que la solución no está en comenzar a cerrar fuentes de obtención de energía (a veces sin sentido) para basarse en otras “mucho más sostenibles”. Porque posiblemente estas decisiones que en principio parecen estar poniendo al planeta por delante, acaben recurriendo a tecnologías con grandes emisiones debido a que las decisiones se tomaron de forma apresurada.

A día de hoy (agosto 2022), no sabemos lo que pasará este invierno con el suministro de Gazprom a Europa ni con los precios del gas (aunque se prevee que sigan subiendo). Lo que sí tenemos claro es que España no tendrá (o sería muy raro que tuviese) problemas de abastecimiento energético. Pero no todos los países parecen tener tanta suerte como hemos visto en los escenarios planteados en el análisis de sensibilidad de Alemania.

El país alemán seguramente acabe utilizando grandes cantidades de carbón este invierno (esto vendrá determinado por las temperaturas que se tengan en la estación fría), para poder cubrir la demanda de gas que necesita.

Las reducciones de gas que ya han comenzado a aplicar y las reservas subterráneas puede que no sean suficientes si viene un invierno frío y Rusia corta el suministro. Aunque haya conexiones europeas entre los países del centro del continente, si no hay excedentes de gas en países vecinos a Alemania, no van a poder exportar gas ya que lo utilizarán en su territorio.

Como conclusión final; las inversiones en hidrógeno, tecnologías nucleares y captura de carbono y

demás renovables (como la eólica off shore), son cada vez más necesarias para dejar de tener esta gran dependencia en otros países.

Si se quiere cumplir con los ODS asociados al sector energético (objetivos: 7,11,13,17); las regiones van a tener que comenzar a cooperar más en cuanto a colaborar en proyectos de investigación, compartir recursos naturales y por supuesto tener a todas las regiones en cuenta (hecho que actualmente no ocurre en África).

En cuanto a mejoras del proyecto, sería interesante estudiar cómo realizar este cambio en el mix energético de España y realizar cálculos de costes de tecnologías como la nuclear, captura de carbono lo que implicaría reabrir centrales térmicas que se han cerrado; e invertir en investigación de baterías. Con este nuevo enfoque sí que se conseguiría reducir considerablemente la dependencia energética de Europa. Pero la tarea no es tan sencilla, ya que implica un cambio de mentalidad en cuanto a la energía nuclear pero también la idea que la población tiene sobre el carbón.

BIBLIOGRAFÍA

- AGSI. (17 de 08 de 2022). Obtenido de <https://agsi.gie.eu/graphs/ES>
- Atienza, C. M., & Chaves-Ávila, J. P. (2019). *La tarifa del gas. De los costes al precio final*. (F. Naturgy, Ed.) Madrid, Madrid, España: Fundación Naturgy.
- BAFA. (08 de 2022). Obtenido de https://www.bafa.de/EN/Home/home_node.html
- Clean Coal Technology in ASEAN. (2020). *Modest Clean Coal Investment will Cut ASEAN Emissions: New Report*. Obtenido de World Coal Association: https://mcusercontent.com/c35475364a541a1bdee7dc50b/files/41eab407-db3a-900c-6656-f47dd2cec035/WCA_ACE_Clean_Coal_Technology_in_ASEAN_Report.pdf
- Cole, L. (27 de Octubre de 2021). *How the Netherlands is turning its back on natural gas*. Recuperado el Febrero de 2022, de BBC: <https://www.bbc.com/future/article/20211025-netherlands-the-end-of-europes-largest-gas-field>
- Descubre Fundación. (s.f.). *¿Cuales son las reservas mundiales de carbón?* Obtenido de Descubre la energía: <https://descubrelaenergia.fundaciondescubre.es/contacto/>
- EFE. (9 de Noviembre de 2021). *Rolls-Royce irrumpe en el desarrollo de mini reactores y creará 40.000 empleos en 2050*. Obtenido de https://www.elconfidencial.com/empresas/2021-11-09/rolls-royce-desarrollo-mini-reactores-empleos_3321087/
- El Español. (4 de 8 de 2022). Obtenido de https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20220804/francia-anuncia-cierre-nucleares-gw-calentamiento-calor/692930797_0.html#:~:text=Francia%20anuncia%20el%20cierre%20de%20tres%20nucleares%2C%203%2C8,por%20corrosi%C3%B3n%20o%20mantenimiento.%204%
- El Español. (27 de Abril de 2022). *El Español*. Obtenido de https://www.elespanol.com/omicrono/tecnologia/20220427/microrreactores-nucleares-caben-camiones-revolucionaria-energia-barata/666433423_0.html
- Embalses.net. (10 de 08 de 2022). Obtenido de <https://www.embalses.net/>
- ENAGÁS. (13 de 07 de 2021). *Mapa de infraestructuras de Enagás en España*. Recuperado el Febrero de 2022, de https://www.enagas.es/enagas/en/Transporte_de_gas/TransporteYOperacion/MapaInfraestructuras
- ENAGAS. (17 de 05 de 2011). *Glosario ENAGAS*. Obtenido de https://www.enagas.es/enagas/es/Comunicacion/Glosario/Gas_Talón_o_Nivel_m%C3%A9ximo_de_llenado,es

- ENAGAS. (Enero de 2022). *ENAGAS*. Recuperado el 26 de Julio de 2022, de <https://www.enagas.es/es/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/boletin-estadistico-gas/?vgnNextStartIndex=0&totalelements=8>
- ENDESA. (8 de Diciembre de 2020). *Electricidad verde: la energía del momento*. Obtenido de <https://www.endesa.com/es/blog/blog-de-endesa/luz/electricidad-verde>
- European Commission. (15 de Noviembre de 2021). *Coal Regions in Transition: Updates from the Initiative*. Recuperado el Marzo de 2022, de European Commission: https://ec.europa.eu/energy/sites/default/files/documents/coal_regions_in_transition_updates_from_the_initiative_1.pdf
- European Commission. (s.f.). *National Energy and Climate Changes*. Obtenido de European Commission: https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-energy-and-climate-plans_en
- European Commission, EU Science HUB. (s.f.). *JRC Digital Media Hub*. Obtenido de <https://visitors-centre.jrc.ec.europa.eu/en/media/tools/energy-scenarios-explore-future-european-energy>
- EXPANSIÓN. (29 de Julio de 2005). *Precio del Petróleo OPEP por barril*. Obtenido de EXPANSIÓN: Datosmacro: <https://datosmacro.expansion.com/materias-primas/opec?dr=2005-07>
- IEA. (2019). *LNG market trends and their implications*.
- IEA. (2020). *Germany 2020. Energy Policy Review*. IEA.
- IEA. (2022). Obtenido de <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=OECDEUR&fuel=CO2%20emissions&indicator=TotCO2>
- IEA. (2022). *Poland*. Obtenido de IEA: <https://www.iea.org/countries/poland>
- IEA. (s.f.). *France*. Obtenido de <https://www.iea.org/countries/france>
- Junta de Castilla y León. (s.f.). *Tipos de carbón*. Obtenido de Energía y minería: <https://energia.jcyl.es/web/es/biblioteca/tipos-carbon.html>
- Lenín David Rodríguez, A. (5 de Febrero de 2020). *El Fracking, Estados Unidos y la OPEP*. Recuperado el Febrero de 2022, de World Energy Trade: <https://www.worldenergytrade.com/articulos-tecnicos/oil-gas-at/el-fracking-estados-unidos-y-la-opec>
- Ministerio de la presidencia, relaciones con las cortes y memoria democrática. (17 de Enero de 2020). *Circular 2/2020, de 9 de enero, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establecen las normas de balance de gas natural*. Recuperado el Marzo de 2022, de Agencia Estatal Boletín Oficial del Estado:

https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-682

Ministerio para la transición ecológica y reto demográfico. (s.f.). Obtenido de <https://energia.gob.es/gas/Gas/Paginas/gasnatural.aspx#:~:text=Emisiones%20de%20CO2%20EI%20gas%20natural%20como%20cualquier,y%20un%2025-30%25%20menores%20de%20las%20del%20fuel-oil>.

Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico. (s.f.). Obtenido de <https://energia.gob.es/gas/Gas/Paginas/gasnatural.aspx>.

Ministerio para la transición energética y el reto demográfico. (s.f.). *Gas Natural y Medio Ambiente*. Obtenido de <https://energia.gob.es/gas/Gas/Paginas/gasnatural.aspx>

National Geographic. (19 de Julio de 2021). Obtenido de https://www.nationalgeographic.com.es/mundo-ng/revolucion-verde-union-europea-para-reducir-55-emisiones_17123

Our World in Data. (2020). Obtenido de <https://ourworldindata.org/co2-emissions>

REE. (16 de 08 de 2022). Obtenido de <https://www.ree.es/es/datos/generacion/estructura-generacion>

Reuters. (24 de Septiembre de 2021). *Dutch confirm plan to end gas production at Groningen next year*. Obtenido de <https://www.reuters.com/business/energy/dutch-confirm-plan-end-gas-production-groningen-next-year-2021-09-24/>

RTVE. (04 de 08 de 2022). Obtenido de <https://www.rtve.es/noticias/20220804/europa-medidas-ahorro-energia/2393958.shtml>

Sedigas. (2020). *Informe anual 2020*.

The Oxford Institute for Energy Studies. (Julio de 2021). *Dutch Gas Production from the Small Fields: Why extending their life contributes to the energy transition*. Recuperado el Febrero de 2022, de <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/07/Dutch-Gas-Production-From-the-Small-Fields.pdf>

Viaja Tiempo. (2022). Obtenido de <https://www.viajatiempo.com/Alemania/por-meses/#:~:text=Temperatura%20en%20Alemania%20Los%20meses%20m%C3%A1s%20c%C3%A1lidos%20en,3.1%C2%B0C%20de%20d%C3%ADa%20y%20los%20-3.2%C2%B0C%20de%20noche>.