

## Capítulo quinto

### ¿Puede Iberoamérica convertirse en una alternativa energética a Rusia? Los casos de Méjico, Venezuela, Argentina o Brasil

*Pablo Ahedo Cordón*

#### Resumen

La invasión de Ucrania por parte de la Federación Rusa y su uso del suministro energético como instrumento de presión han puesto de relieve la vulnerabilidad energética de la Unión Europea.

Para paliar esta situación de inseguridad, la UE ha desarrollado una estrategia energética que sigue varias líneas de actuación basadas en el ahorro energético, la eficiencia, o la transición a las energías renovables. En este capítulo se analiza la diversificación energética de la UE, entendida como búsqueda de proveedores alternativos al suministro de hidrocarburos rusos. Se parte de la situación de dependencia en la que estaba la UE antes de la Invasión rusa de Ucrania para, a continuación, explicar los pasos que han tomado los veintisiete para reducirla, garantizando el suministro estable de energía a los Estados miembro. Finalmente se examina la posibilidad de que cuatro países iberoamericanos (Méjico, Venezuela, Brasil y Argentina) puedan convertirse en alternativas al suministro de hidrocarburos rusos para la UE. El capítulo contempla las opciones que baraja la UE para diversificar sus proveedores y la situación real en la que se encuentran los potenciales proveedores iberoamericanos.

**Palabras clave**

Geopolítica, diversificación suministro, gas, Méjico, Venezuela, Argentina, Brasil, Vaca Muerta, Presal, sanciones.

**Can Ibero-America become an energy alternative to Russia? The cases of Mexico, Venezuela, Argentina or Brazil**

**Abstract**

*The Russian Federation's invasion of Ukraine and its use of the energy supply as an instrument of pressure have underlined the energy vulnerability of the European Union.*

*To alleviate this situation of insecurity, the EU has developed an energy strategy that follows various courses of action based on energy saving, efficiency, or the transition to renewable energy. This chapter presents an overview of the energy diversification of the EU, understood as the search for alternative suppliers to the provision of Russian oil and gas. To that end, it first reviews the situation of dependency of the EU before the Russian invasion of Ukraine to then explain the steps that the Twenty-seven have taken to reduce it by preserving a stable supply of energy to the member states. Finally, this chapter explores if four Ibero-American countries (Mexico, Venezuela, Brazil, and Argentina) could become alternative suppliers of gas and oil to the EU. The chapter finds the options the EU is considering to diversify its suppliers and an update on the real situation of potential Ibero-American suppliers find themselves to do so.*

**Keywords**

*Geopolitics, supply diversification, gas, Mexico, Venezuela, Argentina, Brazil, Vaca Muerta, Pre-salt layer, sanctions.*

# SITUACIÓN DE SUMINISTRO DE HIDROCARBUROS FÓSILES HACIA LA UE

● ○ UNIÓN EUROPEA

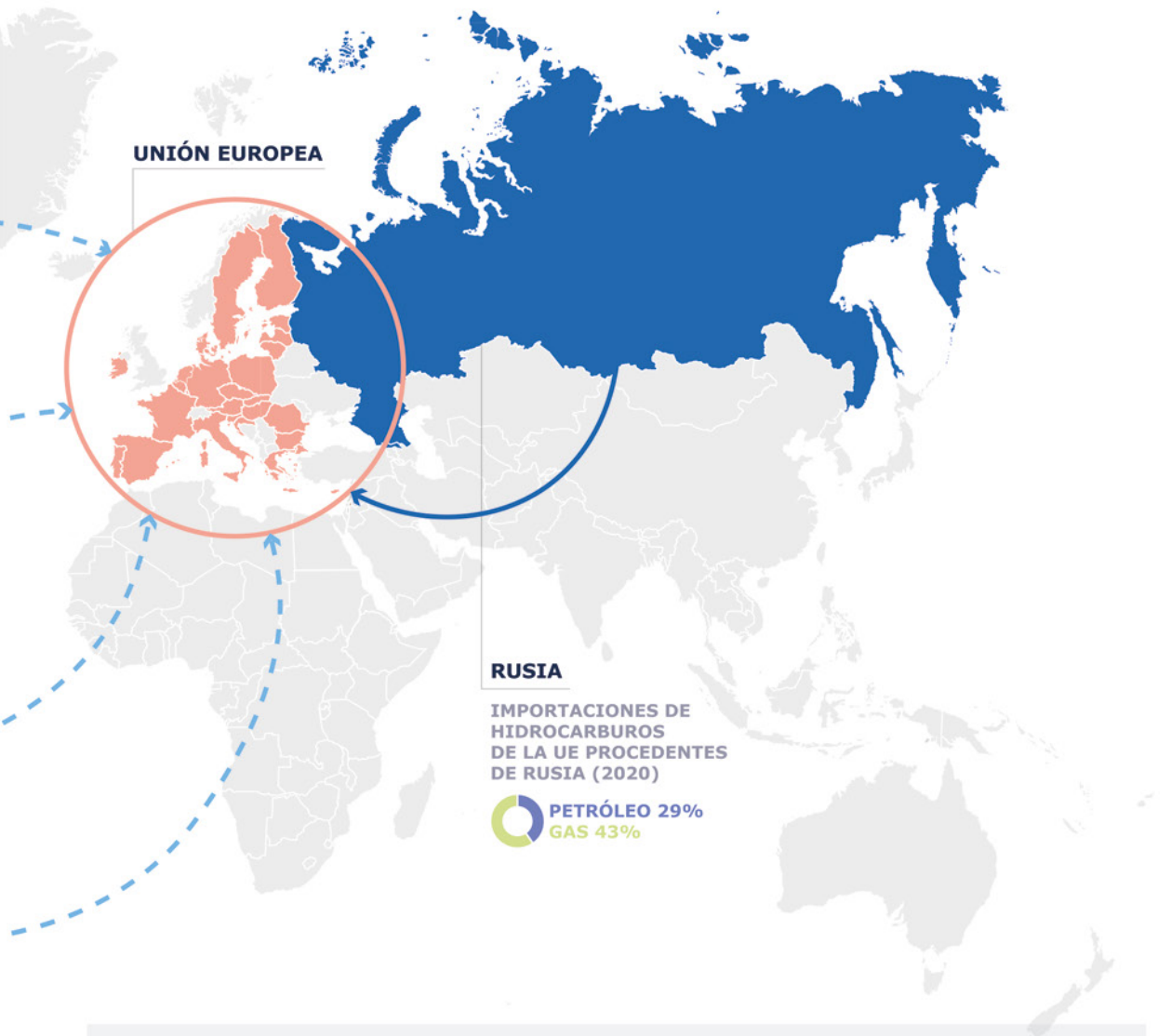
● → PROVEEDOR ACTUAL

● - → PROVEEDORES ALTERNATIVOS



**EL OBJETIVO ES DIVERSIFICAR LOS PROVEEDORES DE LA UNIÓN EUROPEA Y BUSCAR ALTERNATIVAS A LOS SUMINISTROS DE HIDROCARBUROS FÓSILES PROCEDENTES DE LA FEDERACIÓN RUSA, ROMPIENDO ASÍ LA DEPENDENCIA DE ESTA.**

¿PUEDEN LOS PRINCIPALES PRODUCTORES DE AMÉRICA LATINA SER UNA ALTERNATIVA? ¿HAY VOLUNTAD Y ESTABILIDAD POLÍTICA ENTRE LOS POTENCIALES PROVEEDORES? ¿HAY CAPACIDAD PRODUCTORA? ¿HAY CAPACIDAD EN TÉRMINOS DE INFRAESTRUCTURAS Y LOGÍSTICAS?



	<b>MÉJICO</b>	<b>VENEZUELA</b>	<b>BRASIL</b>	<b>ARGENTINA</b>																																										
<b>CANTIDADES DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS EN 2021<sup>1</sup></b>	PRETRÓLEO 96,5 MT GAS 29,2 bcm (pero consume 88 bcm)	PRETRÓLEO 33,4 MT GAS 24 bcm (pero es lo que consume)	PRETRÓLEO 156 MT GAS 24,3 bcm (pero su consumo es mayor)	PRETRÓLEO 29,1 MT GAS 38,6 bcm (pero su consumo es mayor)																																										
<b>TENDENCIA DE PRODUCCIÓN</b>	<table border="1"> <tr><th colspan="2">PETRÓLEO (MT)</th></tr> <tr><td>2011</td><td>2021</td></tr> <tr><td>144,5</td><td>96,5</td></tr> </table>	PETRÓLEO (MT)		2011	2021	144,5	96,5	<table border="1"> <tr><th colspan="2">PETRÓLEO (MT)</th><th colspan="2">GAS (bcm)</th></tr> <tr><td>2011</td><td>2021</td><td>2011</td><td>2021</td></tr> <tr><td>141,5</td><td>33,4</td><td>30,2</td><td>24</td></tr> </table>	PETRÓLEO (MT)		GAS (bcm)		2011	2021	2011	2021	141,5	33,4	30,2	24	<table border="1"> <tr><th colspan="2">PETRÓLEO (MT)</th><th colspan="2">GAS (bcm)</th></tr> <tr><td>2011</td><td>2021</td><td>2011</td><td>2021</td></tr> <tr><td>114</td><td>156</td><td>17</td><td>24</td></tr> </table>	PETRÓLEO (MT)		GAS (bcm)		2011	2021	2011	2021	114	156	17	24	<table border="1"> <tr><th colspan="2">PETRÓLEO (MT)</th><th colspan="2">GAS (bcm)</th></tr> <tr><td>2011</td><td>2021</td><td>2011</td><td>2021</td></tr> <tr><td>31,2</td><td>29,1</td><td>37,7</td><td>38,6</td></tr> </table>	PETRÓLEO (MT)		GAS (bcm)		2011	2021	2011	2021	31,2	29,1	37,7	38,6
PETRÓLEO (MT)																																														
2011	2021																																													
144,5	96,5																																													
PETRÓLEO (MT)		GAS (bcm)																																												
2011	2021	2011	2021																																											
141,5	33,4	30,2	24																																											
PETRÓLEO (MT)		GAS (bcm)																																												
2011	2021	2011	2021																																											
114	156	17	24																																											
PETRÓLEO (MT)		GAS (bcm)																																												
2011	2021	2011	2021																																											
31,2	29,1	37,7	38,6																																											
<b>EXPORTADORES HABITUALES</b>	A EEUU LA MAYOR PARTE (NO EXPORTA GAS)	SANCIONES	CHINA, EEUU, INDIA Y ESPAÑA	<b>CRUDO:</b> PARAGUAY, BRASIL, PANAMÁ, EEUU Y PAÍSES BAJOS. <b>GAS:</b> CHILE Y URUGUAY (EN ÉPOCA DE BAJA DEMANDA)																																										

MT: Millones de toneladas | bcm: Mil millones de metros cúbicos  
<sup>1</sup> bp Statistical Review of World Energy 2022 | 71<sup>er</sup> edition



## 1. Introducción

La situación de crisis energética que atraviesa el mundo desde finales de 2020 se ha visto agravada en Europa por las consecuencias derivadas de la invasión rusa de Ucrania. La excesiva dependencia de la UE de las importaciones de hidrocarburos rusos ha sido utilizada por la Federación Rusa como un arma, tanto hacia la UE como hacia algunos de sus vecinos. La contundente respuesta de la UE y de EE. UU. hacia Rusia, ha afectado de manera desigual a ambos.

La UE ha implementado una serie de sanciones que tiene como objetivo, entre otros, los hidrocarburos rusos. A estas sanciones hay que añadir una estrategia de desconexión exprés de la dependencia energética rusa. Estas acciones deben ser simultaneadas con el almacenamiento de hidrocarburos que eviten los temidos cortes de suministro eléctrico potenciales que amenazan a las naciones de la UE durante el invierno 2022-23. La UE debe, como así reflejan sus estrategias, primero garantizar el abastecimiento y luego diversificar su cartera de proveedores.

Con respecto a EE. UU., la situación desde el punto de vista de los hidrocarburos le favorece y se ha visto beneficiado al ser elegido como exportador de gas y de petróleo como alternativa a Rusia.

El objeto de este capítulo es analizar a corto y medio plazo la situación de determinados países de América como posible opción de suministro, cuando poco a poco se vaya materializando la reducción de la importación de hidrocarburos rusos. Para ello, en primer lugar se ha realizado un análisis de la posición en la que queda la UE si desea seguir la estrategia anteriormente descrita y, por tanto, estudiar las necesidades que hay que cubrir. A continuación se han estudiado las posibilidades de cuatro países de convertirse en una alternativa válida al proveedor ruso. Estos países han sido Méjico, Venezuela, Brasil y Argentina.

## 2. Situación de flujos de energía hacia Europa (UE) desde Rusia en 2021

Es evidente que desde el inicio de la invasión de Ucrania, la Federación Rusa está usando la dependencia energética de la UE de los hidrocarburos rusos como un arma de presión contra las opiniones públicas de los países de la Unión, tratando de quebrar la cohesión de la misma en relación con el apoyo que se está

brindando a Ucrania. Esta estrategia de momento no está teniendo éxito. La UE, por su parte, trata de diversificar sus proveedores.

Para poder empezar a analizar la hipótesis de si los países de América del Sur y México podrían sustituir y facilitar la desconexión o reducción drástica de los hidrocarburos rusos necesitamos saber cuántos hidrocarburos suministraba la Federación Rusa antes de la crisis.

Empezaremos por analizar la arquitectura de energía en Europa occidental a principios de 2021. Históricamente, la Unión Europea es un ente productor e importador de energía. Según datos suministrados por la UE<sup>1</sup>, en 2020, solamente un 42% de la energía que los países miembros necesitaban fue producida por ellos mismos. La procedencia de esa energía es, de forma desglosada, la siguiente:

- 40,8% fuentes renovables.
- 30,5% nuclear.
- 17,6% carbón.
- 7,2% gas.
- 3,7% petróleo.

Por tanto, el volumen total de las importaciones de la energía necesaria para los países de la Unión fue de un 58% frente al 60% en 2019<sup>2</sup>. Dentro de ese volumen de importaciones, los productos derivados del petróleo, que representan casi dos tercios de las importaciones de energía en la UE, seguidos por el gas natural (27%) y los combustibles fósiles sólidos (5%) fueron los productos energéticos más importantes.

Cuando analizamos quién era en 2021 el principal proveedor de combustibles fósiles de la UE nos encontramos con la Federación Rusa. Rusia era el principal proveedor de petróleo crudo, gas natural y combustibles fósiles sólidos de la UE. Las cifras eran realmente contundentes. En 2020, una cantidad ligeramente superior a la mitad (54%) de los combustibles fósiles sólidos importados (principalmente carbón), así como el 43% del gas natural y el 29% del petróleo importado, provenían de la Federación Rusa.

<sup>1</sup> Eurostat. Where does our energy come from? Disponible en: <https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2a.html?lang=en&etrans=es>

<sup>2</sup> Esta disminución de las importaciones está vinculada en parte a la crisis económica de la COVID-19.



Es importante subrayar, por un lado, que la responsabilidad de la elección del *mix* energético nacional corresponde a las naciones en función de sus necesidades, recursos propios, situación geográfica y otras variables. Por otro lado, están las políticas que se adoptan en la UE de manera consensuada entre las naciones. En este sentido, en marzo de 2022, los dirigentes de la UE acordaron reducir progresivamente la dependencia de la UE de los combustibles fósiles rusos como consecuencia de la invasión rusa de Ucrania y de las inquietudes sobre la seguridad del suministro energético de la UE.

Sin embargo, esta situación no es nueva. En la Estrategia de Seguridad Energética Nacional de España de 2015<sup>3</sup> (la última aprobada hasta ahora) se puede leer lo siguiente:

«Por otra parte, Rusia que recurre a la energía como instrumento de su política exterior, después de una década en la que se había configurado como uno de los principales exportadores de hidrocarburos y como la llave energética para Europa occidental, ve comprometida su situación por la falta de adecuación de las empresas rusas a la normativa europea y a los cambios en el entorno europeo de seguridad. En los próximos años, el aspecto más importante de la estrategia energética de Rusia podría ser su giro hacia los mercados asiáticos. En este contexto cobra especial relevancia la diversificación geográfica por parte de la Unión Europea, donde la apertura de España al Mediterráneo puede resultar esencial».

Este texto fue redactado tras la primera parte de la crisis ucraniana de 2014 en la que ya se había producido la anexión ilegal de Crimea por parte de Rusia y tras la que no se iniciaron los pasos a nivel político para una desconexión o al menos una reducción de la dependencia existente de los hidrocarburos rusos. Ahora, tras la segunda parte de la crisis con la invasión de Ucrania, la UE se ha visto forzada a realizar la desconexión en carbón y petróleo con matices y una reducción con respecto al gas debido a la imposibilidad de realizarla a corto plazo. La situación de inquietud a que se ha llegado había sido detectada con nitidez hace casi una década, pero parece que una visión más cortoplacista de las naciones de la UE llevó a evitar tomar una serie de decisiones que hubieran evitado que Rusia pudiera usar como arma la vulnerabilidad energética de la UE.

<sup>3</sup> Estrategia de Seguridad Energética 2015, p. 10. Disponible en: [file:///E:/Energia%20y%20geoestrategia%202023/estrategia%20de%20seguridad%20energetica%20nacional%20\(1\).pdf](file:///E:/Energia%20y%20geoestrategia%202023/estrategia%20de%20seguridad%20energetica%20nacional%20(1).pdf)

## 2.1. Pasos seguidos por la UE desde 2015 hasta la actualidad en relación con la Energy Union

La Estrategia de Seguridad Energética de la UE vio la luz el 28 de mayo de 2014<sup>4</sup>. Desarrollada posteriormente en el documento *Energy Union*<sup>5</sup> 2015, publicado por la Comisión Europea, que decía:

«Según datos recientes, la UE importa el 53% de su energía a un coste de 400 000 millones de euros aproximadamente, lo que la convierte en el mayor importador de energía del mundo. Seis Estados miembros dependen de un único proveedor exterior para la totalidad de sus importaciones de gas y, por tanto, siguen siendo demasiado vulnerables a las perturbaciones del suministro<sup>6</sup>»

En la figura 1, publicada por la propia UE para explicar su estrategia, podemos ver que se hacía hincapié en la excesiva dependencia en un pequeño grupo de proveedores. Sin embargo, en los cuatro ejes en los que explicaba la manera de alcanzar esa situación final deseada (figura 2) no había mención a la importante cuestión de la diversificación de los suministradores de energía.

La evolución de la Energy Union<sup>7</sup> de 2015 vio algunos avances en el ámbito de la UE, como por ejemplo la mostrada en octubre de 2017, cuando el Consejo de la UE adoptó un Reglamento sobre la seguridad del suministro de gas<sup>8</sup>. El propósito general del Reglamento era reforzar la seguridad energética de la Unión Europea, reduciendo su dependencia del exterior para el suministro de energía y capacitándola para enfrentarse con más rapidez y eficacia a posibles crisis del suministro de gas. Otro objetivo importante que se perseguía era contribuir a mejorar el funcionamiento

<sup>4</sup> Comisión Europea. Estrategia Europea de la Seguridad Energética. Disponible en: [https://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2014\\_2019/documents/com/com\\_com\(2014\)0330\\_/com\\_com\(2014\)0330\\_es.pdf](https://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2014_2019/documents/com/com_com(2014)0330_/com_com(2014)0330_es.pdf)

<sup>5</sup> Consejo Europeo. Unión de la energía. Disponible en: <https://www.consilium.europa.eu/es/politicas/energy-union/cronologia>

<sup>6</sup> Comisión Europea. Energy Union 2015. Disponible en: [https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0011.03/DOC\\_1&format=PDF](https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:1bd46c90-bdd4-11e4-bbe1-01aa75ed71a1.0011.03/DOC_1&format=PDF)

<sup>7</sup> La Estrategia energética de la UE (Energy Union Strategy) fue publicada el 25 de febrero de 2015. Disponible en: [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/energy-union\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/energy-union_en)

<sup>8</sup> Reglamento (UE) 2017/1938 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2017, sobre medidas para garantizar la seguridad del suministro de gas. [Consulta: 30 de octubre de 2022]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32017R1938>

¿Puede Iberoamérica convertirse en una alternativa energética a Rusia?  
Los casos de México, Venezuela, Argentina o Brasil

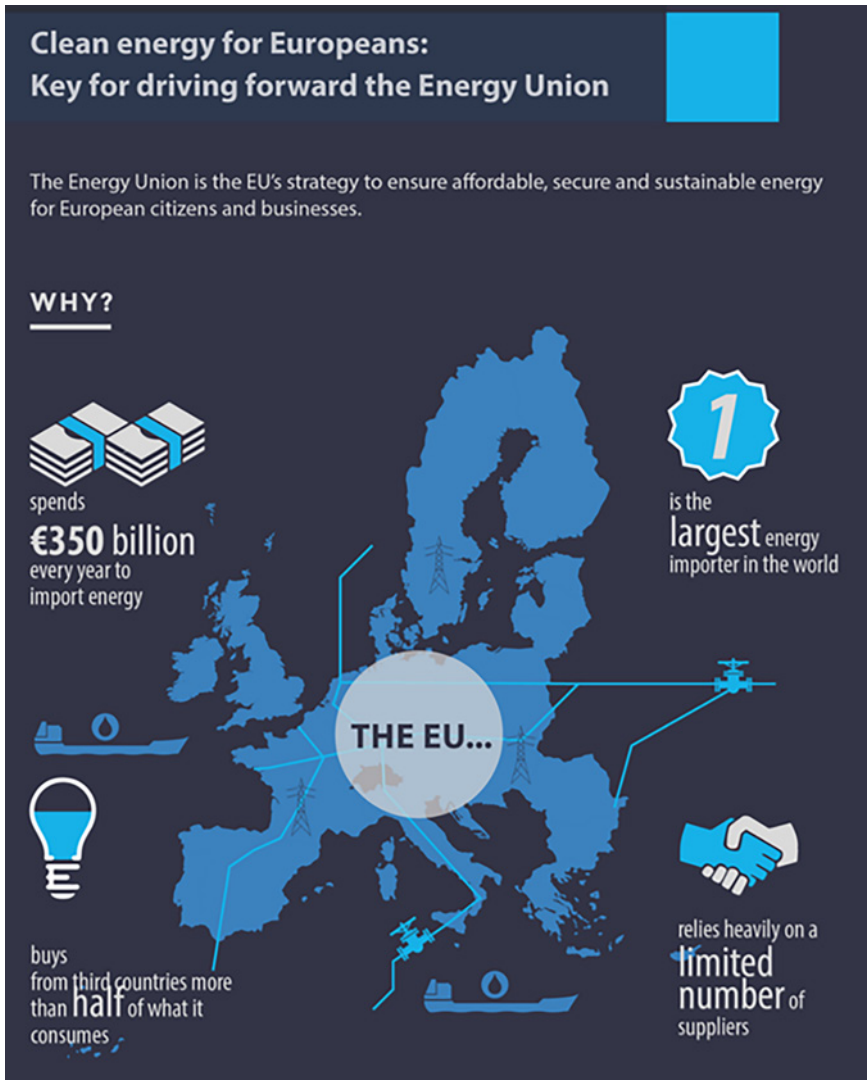


Figura 1. La estrategia de la UE para avanzar en el objetivo de la unión energética. Fuente: UE<sup>9</sup>

del mercado interior de la energía y a forjar una mayor confianza y solidaridad, tanto dentro de la UE como con sus socios de la Comunidad de la Energía. En el mismo sentido se aprobó

<sup>9</sup> European Council. Infographic-Clean energy for Europeans: Key for driving forward the Energy Union. [Consulta: 30 de octubre de 2022]. Disponible en: <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/energy-union/>

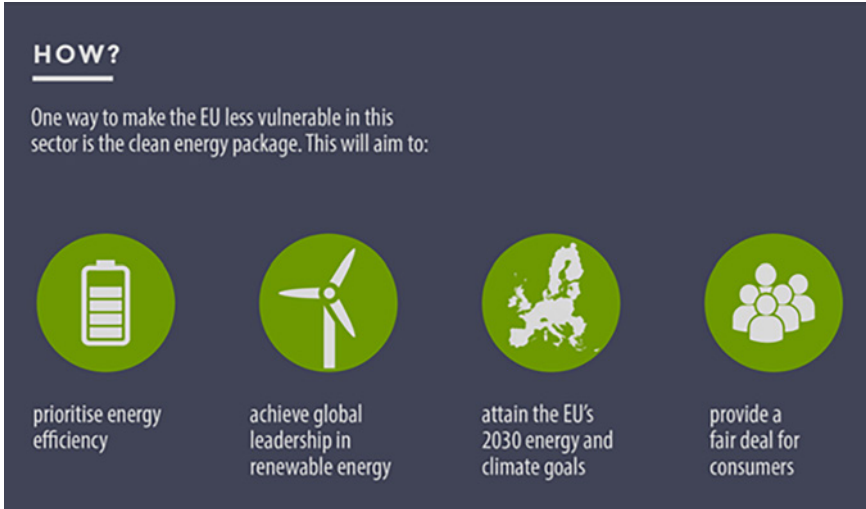


Figura 2. Pasos para lograr el objetivo de la unión energética. Fuente: UE<sup>10</sup>

en febrero del 2019 la Directiva sobre el Gas,<sup>11</sup> que se trató de un acuerdo sobre nuevas normas para gasoductos con destino y procedencia en terceros países en clara referencia a Rusia.

A pesar de esa situación y de que varios países miembros no veían con buenos ojos esa fuerte dependencia, que también había sido señalada por otros aliados (como EE. UU.) en diversas ocasiones, la realidad era que, en 2021, Rusia suministraba el 45% de las importaciones de gas de la UE<sup>12</sup>. No solamente eso, se habían realizado ingentes inversiones en el desarrollo de proyectos como el NordStream 1 y el NordStream 2, que llevaban el gas ruso a Alemania directamente a través del Báltico abundando en esa dependencia. El inicio de las obras del NS2 contó con cierta oposición de algunos países de la UE y también de EE. UU., que llegó a amenazar con sanciones a las empresas que participaran en su construcción y puesta a punto. Sin embargo, las

<sup>10</sup> European Council. Infographic-Clean energy for Europeans: Key for driving forward the Energy Union. [Consulta: 30 de octubre de 2022]. Disponible en: <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/energy-union/>

<sup>11</sup> Directiva 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior del gas natural. [Consulta: 30 de octubre de 2022]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32009L0073>

<sup>12</sup> Asociación Internacional de la Energía. (Marzo 2022). A 10-Point Plan to Reduce the European Union's Reliance on Russian Natural Gas». [Consulta: 15 de septiembre de 2022]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/a-10-point-plan-to-reduce-the-european-unions-reliance-on-russian-natural-gas>

obras se finalizaron, si bien es cierto que el NS2 no llegó a entrar en funcionamiento por la negativa de las autoridades alemanas a dar los permisos necesarios ante la posibilidad de escalada bélica en Ucrania.

Tras la invasión, la UE creó mecanismos para garantizar el suministro de energía de los países miembros a precios asequibles, reduciendo la dependencia del gas ruso. Uno de ellos fue la Plataforma Energética<sup>13</sup> de la UE, establecida el 7 de abril de 2022 con tal fin. Esta plataforma ha sido un instrumento clave en los esfuerzos de diversificación de la UE con el objetivo de garantizarse el suministro de gas, GNL e hidrógeno<sup>14</sup> de cara a este invierno.

Un poco más tarde, el 18 de mayo de 2022, se publicó el RePower EU Plan,<sup>15</sup> que es el plan acordado entre las naciones de la UE para reducir rápidamente su dependencia de los hidrocarburos rusos (y aquí sí que aparece ya como segundo eje la diversificación de proveedores) y para potenciar la transición energética<sup>16</sup>.

Para esta diversificación del suministro de gas, la UE, entre otras medidas, está apoyando el desarrollo del Southern Gas Corridor, que traerá más gas desde la cuenca del Caspio<sup>17</sup>.

## 2.2. Situación actual en la UE tras la invasión de Ucrania

La situación de crisis energética actual, exacerbada por la invasión de Ucrania, supone un desafío para el diseño del sistema energético en la UE, que se enfrenta a previsiones que hablan de un incremento del 30% en el coste del suministro eléctrico a nivel global<sup>18</sup>. La UE, en particular, se está enfrentando a un escenario

<sup>13</sup> EU Energy Platform. [Consulta: 30 de septiembre de 2022]. Disponible en: [https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-security/eu-energy-platform\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-security/eu-energy-platform_en)

<sup>14</sup> REPowerEU Plan [Consulta: 30 de septiembre de 2022]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483>

<sup>15</sup> *Ibidem*. [Consulta: 30 de septiembre de 2022].

<sup>16</sup> Comisión Europea. Infographic on Energy Strategy. [Consulta: 30 de septiembre de 2022]. Disponible en: [https://energy.ec.europa.eu/energy-explained/interactive-infographics/infographic-energy-strategy\\_en](https://energy.ec.europa.eu/energy-explained/interactive-infographics/infographic-energy-strategy_en)

<sup>17</sup> Comisión Europea. Infographic on Energy Strategy. . [Consulta: 30 de septiembre de 2022]. Disponible en: [https://energy.ec.europa.eu/energy-explained/interactive-infographics/infographic-energy-strategy\\_en 2](https://energy.ec.europa.eu/energy-explained/interactive-infographics/infographic-energy-strategy_en 2)

<sup>18</sup> Asociación Internacional de la Energía. (Marzo 2022). A 10-Point Plan to Reduce the European Union's Reliance on Russian Natural Gas.

en el que ve que el precio de la electricidad se ha triplicado este año 2022 que acaba de terminar. Esto es debido principalmente al incremento del precio del gas, que ha arrastrado al precio del petróleo y del carbón. La situación de reducida disponibilidad de energía nuclear e hidroeléctrica no ha hecho sino aumentar el impacto de esa situación y también los precios.

Las soluciones, como bien dice la IEA en su informe anual,<sup>19</sup> son complejas y se basan en cuatro ejes: reducción del uso de energía, reducciones proyectadas en el precio de los hidrocarburos, reactivación de nucleares y posibles reformas del diseño de los mercados. La que nos interesa para la redacción de este capítulo es la última.

A continuación, vamos a analizar las cifras de 2020, en cuanto a quiénes eran los proveedores de los Estados miembros de la UE antes del inicio de la crisis energética en la que estamos, con el objeto de ver quiénes tal vez podrían ser nuestros proveedores en el futuro, en relación a los diferentes tipos de hidrocarburos y combustibles fósiles sólidos.

En 2020, casi tres cuartas partes de las importaciones de petróleo crudo fuera de la UE procedían de Rusia (29 %), Estados Unidos (9 %), Noruega (8 %), Arabia Saudita y Reino Unido (ambos 7%), así como Kazajstán y Nigeria (ambos el 6%). Un análisis similar muestra que más de tres cuartas partes de las importaciones de gas natural de la UE procedían de Rusia (43%), Noruega (21%), Argelia (8%) y Qatar (5%), mientras que más de la mitad de las importaciones de combustibles fósiles sólidos (principalmente carbón) procedían de Rusia (54%), seguidas de Estados Unidos (16%) y Australia (14%).

Examinando las cifras, observamos que Iberoamérica no está entre los principales exportadores de hidrocarburos o de combustibles sólidos a la UE por diversos motivos que pudieran ir desde los políticos a los geográficos o económicos.

En el mismo sentido, la coyuntura de los precios afecta a esos porcentajes de importación. En las actuales circunstancias, lo que se debe invertir para generar electricidad a través del gas es mucho más caro que en 2020. Por tanto, muchas naciones pueden no solamente tener la tentación sino verse obligadas a cam-

---

<sup>19</sup> International Energy Agency World energy Outlook 2022 (WEO 22), capítulo 6, p. 277. [Consulta: 15 de noviembre de 2022].

¿Puede Iberoamérica convertirse en una alternativa energética a Rusia?  
Los casos de Méjico, Venezuela, Argentina o Brasil

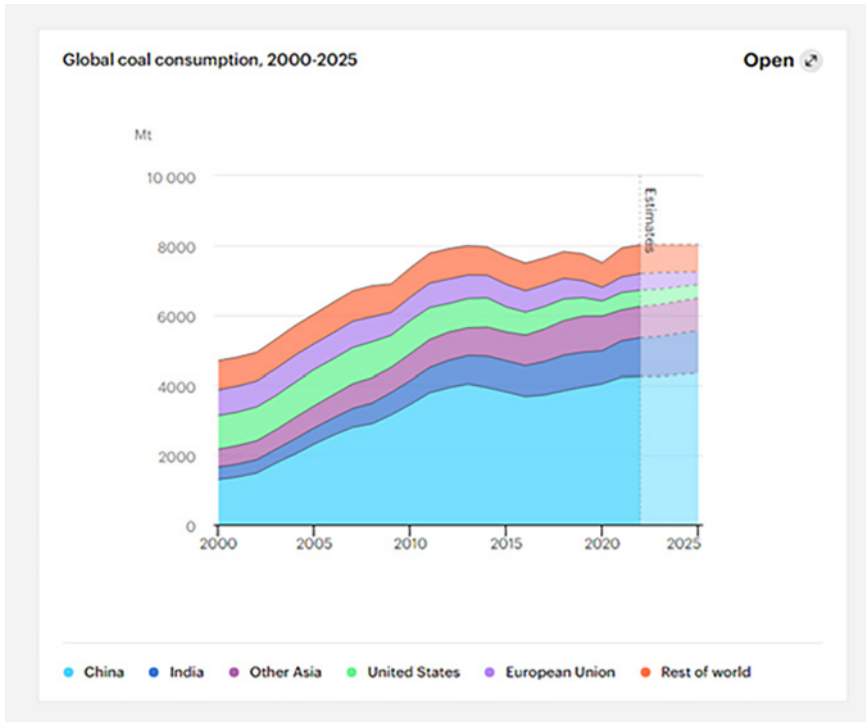


Figura 3. Estimación del consumo de carbón en el periodo 2000-2025.  
Fuente: IEA<sup>20</sup>

biara la generación de electricidad a través del carbón<sup>21</sup>. Y eso es así, aunque suponga un fuerte incremento de las emisiones de dióxido de carbono, lo que va en contra de los acuerdos alcanzados tanto dentro de la Unión como en las cumbres de la COP<sup>22</sup>.

Para poner números a esta afirmación, la Agencia Internacional de la Energía (IEA) afirma que, en comparación con 2020, las emisiones de las plantas generadoras de electricidad por carbón se incrementaron un 16% en EE. UU. y un 20% en el ámbito de la UE. Este incremento se debe a la relación de costes antes mencionada y a otros factores, como que el crecimiento de las energías renovables se redujo en un tercio durante los últimos cinco años.

<sup>20</sup> IEA. Annual change in CO2 emissions and generation from unabated coal-fired power plants in the Net Zero Scenario, 2015-2030. Disponible en: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/annual-change-in-co2-emissions-and-generation-from-unabated-coal-fired-power-plants-in-the-net-zero-scenario-2015-2030>

<sup>21</sup> Coal-fired power generation reached an all-time high, reversing the declines over the previous two years. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/coal-fired-electricity>

<sup>22</sup> Conference of the Parties. Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

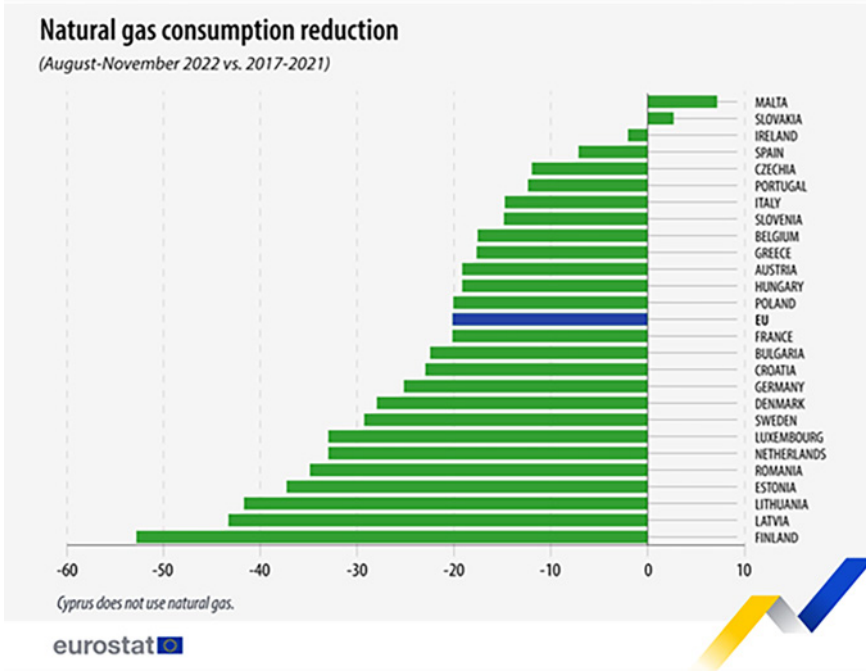


Figura 4. Reducción de gas natural en el periodo agosto-noviembre de 2022 en relación con el mismo periodo entre los años 2017 a 2021. Fuente: UE Eurostat<sup>23</sup>

En relación con el carbón, no cabe ninguna duda de que la conjunción de la actual crisis energética, unida a las derivadas de la invasión de Ucrania, ha hecho que tanto a nivel UE como a nivel de las naciones se relajen los límites de producción de energía eléctrica a través de carbón, como ha sido el caso en Francia o Países Bajos<sup>24</sup>, pero también la reapertura de viejas centrales térmicas en Grecia, Italia<sup>25</sup>, Alemania<sup>26</sup>, Austria o España<sup>27</sup>.

<sup>23</sup> EU gas consumption down by 20.1%. Disponible en: <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/w/ddn-20221220-3> Consultado a 1 de diciembre de 2022

<sup>24</sup> IEA. Coal-Fired Electricity. [Consulta: 1 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/coal-fired-electricity>

<sup>25</sup> Bloomberg. (2022). Italy May Trigger Emergency Gas Plan if Russian Curbs Continued. [Consulta: 1 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-06-17/italy-may-trigger-emergency-gas-plan-if-russian-curbs-continue#xj4y7vzk-g?leadSource=uverify%20wall>

<sup>26</sup> *Financial Times*. Germany fires up coal plants to avert gas shortage as Russia cuts supply. [Consulta: 1 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.ft.com/content/f662a412-9ebc-473a-baca-22de5ff622e2>

<sup>27</sup> *NIUS*. (Noviembre de 2022). Endesa reactiva la central térmica de As Pontes para producir energía. [Consulta: 1 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://>



Por otro lado, la UE está reduciendo claramente su consumo de gas. En la figura 4 podemos ver la evolución de consumo de gas durante el periodo comprendido entre agosto y noviembre de 2022, en comparación con el mismo periodo de 2017 a 2021.

### 2.3. Compromiso energético de la UE en un mundo cambiante

En mayo de 2022, la Comisión Europea publicó su documento llamado Compromiso energético de la UE en un mundo cambiante,<sup>28</sup> que fue un documento que reaccionó a la situación derivada de la invasión y en la que plantea los efectos deseados del plan Repower EU.

Este documento, que se autodefine como estrategia, ya planteó las líneas maestras de lo que la UE deseaba que fuera su plan de diversificación de las importaciones de gas<sup>29</sup>. En él se analizan cuáles van a ser las regiones en las que se van a centrar los esfuerzos sin descartar otras.

«Para suministrar el gas necesario en los próximos años, la UE debe aumentar sus importaciones de gas de fuentes no rusas, principalmente de gas natural licuado (GNL) (+ 50 000 millones de metros cúbicos), pero también de gas transportado por gasoducto (+ 10 000 millones de metros cúbicos o más). A tal fin, la UE ha puesto en marcha la Plataforma de Energía de la UE, para poner en común la demanda, coordinar el uso de las infraestructuras y negociar con socios internacionales para facilitar las adquisiciones conjuntas de gas e hidrógeno, tal como se establece en la Comunicación general sobre REPowerEU».

Noruega ya ha aumentado sus entregas y abierto el Baltic Pipeline a finales de septiembre de 2022 para suministrar gas a Polonia vía Dinamarca. Otros países, como Argelia y Azerbaiyán, manifestaron estar interesados también. Aparte de estos, preveía establecer contactos con Canadá, determinados países del África Subsahariana, un acuerdo trilateral con Egipto e Israel, acuerdos con Japón y Corea, y también incrementar importaciones de Nigeria y explorar importaciones de GNL con Senegal y Angola.

---

[www.niusdiario.es/espana/galicia/20221102/edesa-reactiva-un-grupo-central-termica-as-pontes-a-coruna-producir-energia\\_18\\_07864640.html](http://www.niusdiario.es/espana/galicia/20221102/edesa-reactiva-un-grupo-central-termica-as-pontes-a-coruna-producir-energia_18_07864640.html)

<sup>28</sup> Compromiso energético de la UE en un mundo cambiante. (Mayo de 2022). Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022JC0023&from=EN>

<sup>29</sup> Diversificación del suministro de gas de la UE, p. 3-5. Compromiso energético de la UE en un mundo cambiante. (Mayo de 2022).

Los meses han pasado y para poder comparar esa estrategia con la situación actual a enero de 2023 se ha analizado el último informe de la Comisión Europea al Parlamento Europeo, en relación con el estado de la Unión de la Energía 2022,<sup>30</sup> que fue publicado en octubre. En él se describe cuál era la situación tras seis meses de guerra en Ucrania en términos energéticos. Nos centraremos en los apartados 2.1 Abastecimiento energético y, posteriormente, en el 2.2 sobre la diversificación energética de la UE.

Los datos más importantes extraídos del citado informe referían que, desde el inicio de la guerra, un total de trece Estados miembros han sufrido recortes parciales o totales de suministro y cinco Estados miembros (Bulgaria, Polonia, Lituania, Letonia y Finlandia) ya no reciben ningún tipo de suministro de gas de Rusia. Asimismo, Rusia ordenó a su compañía Gazprom que redujera gradualmente los flujos de gas del NordStream 1 a cero a principios de septiembre, cosa que hizo antes de los sabotajes a ambos gasoductos.

Ha existido una muy considerable reducción de la cuota rusa en las importaciones de la UE a través de gasoductos en relación con 2021. En concreto, se ha pasado de suministrar el 41% de las importaciones de gas natural de la UE en 2021 a la situación actual, que refleja que las importaciones de gas procedentes de gasoductos rusos habían disminuido hasta el 9% en septiembre de 2022. Esta situación ha obligado a los países miembros a buscar proveedores para almacenar reservas que permitan pasar el invierno 2022-2023 sin sobresaltos.

Hemos hablado de importaciones de gas procedentes de gasoductos, pero hay que analizar la situación de las importaciones de gas licuado (GNL).

En 2021, más del 40% del consumo total de gas de la UE procedía de Rusia: esto equivale a unos 155.000 millones de metros cúbicos, de los cuales 15.000 millones son en forma de GNL<sup>31</sup>. Las importaciones de gas licuado, según el informe citado, han sufrido un notable incremento. Esto ha sido posible a la implementación del plan *REPowerEU* y la Estrategia Exterior en materia

---

<sup>30</sup> Comisión Europea. (18 de octubre de 2022). Informe de la Comisión Europea al Parlamento Europeo en relación con el estado de la Unión de la Energía 2022. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0547&from=EN>

<sup>31</sup> Comisión Europea. (Mayo de 2022). Diversificación del suministro de gas de la UE, p. 3-5. Compromiso energético de la UE en un mundo cambiante.

de Energía de la UE. Entre enero y julio, las entregas de GNL no procedentes de Rusia aumentaron en 19.000 y en 14.000 millones de metros cúbicos a través de gasoductos. El GNL es ahora una importante fuente de suministro y representa el 32% del total de las importaciones netas de gas. Noruega y Estados Unidos son los principales proveedores de la UE. En los primeros diez meses de 2022, la UE importó GNL de Rusia un 42% más que en el mismo periodo del año pasado, según ha publicado el diario *Financial Times*. Casi todo el volumen de este año se destinó a Bélgica, Francia, Países Bajos y España. En lo que se refiere a nivel global, entre enero y octubre, aumentaron los envíos mundiales de GNL a los países de la UE, alcanzando 105.000 millones de metros cúbicos contra 64.000 millones de metros cúbicos en el mismo periodo del año pasado.

Es de importancia capital para este capítulo de *Geopolítica y Energía 2023* el hecho que se describe a continuación: en el apartado de diversificación energética de la UE se analiza la situación actual y cuáles son sus alternativas de abastecimiento y no se han hallado en el documento referencias a proveedores del continente americano más allá de EE. UU. y Canadá. Tampoco en la página web de la UE que habla de los planes de diversificación del suministro de gas<sup>32</sup>. Esto da una idea de que, al menos a corto plazo, no se cuenta con proveedores de Iberoamérica como alternativa a los hidrocarburos rusos.

Otro aspecto que debemos incluir en nuestro análisis es el aspecto de las sanciones que tanto la UE como EE. UU. han impuesto a la Federación Rusa. Para el análisis que nos ocupa, nos centraremos en las sanciones aprobadas por la UE. En concreto nos referiremos al quinto y sexto paquetes de sanciones. El quinto (8 de abril de 2022)<sup>33</sup> incluye la prohibición de las importaciones de carbón y otros combustibles fósiles sólidos desde Rusia, mientras que el sexto (3 de junio de 2022) incluye la prohibición de las importaciones de petróleo crudo y productos petrolíferos refinados procedentes de Rusia (con excepciones limitadas).

Siguiendo la prensa internacional, da la sensación de que la desconexión de los hidrocarburos rusos es casi total, pero a un observador más avezado no se le escaparán noticias que

<sup>32</sup> Comisión Europea. Diversification of gas supply sources and routes. Disponible en: [https://energy.ec.europa.eu/energy-explained/interactive-infographics/infographic-energy-strategy\\_en](https://energy.ec.europa.eu/energy-explained/interactive-infographics/infographic-energy-strategy_en)

<sup>33</sup> Consejo Europeo. Respuesta de la UR ante la invasión rusa de Ucrania. Disponible en: <https://www.consilium.europa.eu/es/policies/eu-response-ukraine-invasion/#sanctions>

revelan que el comercio de hidrocarburos con la Federación no solamente sigue activo sino que en algunos aspectos incluso se ha incrementado. Las naciones son responsables también antes sus opiniones públicas y dentro de los acuerdos de la Unión hay margen para seguir cubriendo sus necesidades con gas ruso. El Kremlin, consciente de esa situación, se esfuerza en dar publicidad a esta situación contribuyendo a erosionar la cohesión de las naciones de la UE. Las declaraciones realizadas por el viceprimer ministro ruso, Alexander Nóvák, a la agencia TASS a finales de diciembre de 2022, con relativo poco eco en la prensa occidental, tienen como objetivo subrayar que siguen esas relaciones comerciales. La reanudación del suministro de gas al continente a través del gasoducto Yamal-Europa<sup>34</sup>. Para recalcar que el mercado europeo sigue siendo relevante para la energía de Rusia, el político ruso señaló que, aunque el total de la producción y exportaciones de gas ruso a la Unión Europea han caído, las de gas natural licuado (GNL) «han aumentado significativamente».

Mientras no se produzcan situaciones de desabastecimiento en los países de la UE, las opiniones públicas permanecerán centradas en otros asuntos, y estrategias rusas como las anteriormente mostradas no tendrán demasiado efecto. De no lograrse alejar el fantasma del desabastecimiento y si se producen los cortes, las opiniones públicas pugnarán por obligar a los respectivos Gobiernos a tomar decisiones que podrían no ser consensuadas con la UE, lo que quebraría la actual cohesión de la Unión y resultaría beneficioso para los intereses de Rusia. Las declaraciones de la presidenta de la Comisión Europea, Ursula Von der Leyen, en el Foro de Davos<sup>35</sup> en enero de 2023, apuntan a que los pasos dados están empezando a cosechar los primeros éxitos. Estos éxitos se basan en el incremento notable de generación eléctrica de los veintisiete países de la UE, el ahorro de consumo datado en un 20% y traducido en una reducción de los precios y, por último, el haber encontrado proveedores para el 80% del gas que se importaba de Rusia.

<sup>34</sup> Diario *La Vanguardia*. (2022). Rusia se dice dispuesta a reanudar los suministros por el gasoducto Yamal-Europa, 26 de diciembre. Disponible en: <https://www.lavanguardia.com/internacional/20221226/8659092/rusia-gas-novak-suministros-gasoducto-yamal-europa.html>

<sup>35</sup> Diario *La Vanguardia* (2023). La UE empieza a cantar victoria en la guerra energética con Rusia, 20 de enero. Disponible en: <https://www.lavanguardia.com/economia/20230120/8696112/ue-empieza-cantar-victoria-guerra-energetica-rusia.html>

Para terminar quisiera citar lo que escribe la IEA en su último *World Energy Outlook*, publicado en octubre de 2022.

«La crisis ha hecho añicos las relaciones energéticas con Rusia basadas en la suposición de confianza y suministro seguro y ha llevado a una reevaluación de las necesidades de seguridad energética en muchos países. Esto está conduciendo a una remodelación profunda del panorama del comercio y la inversión en energía. Ya ha impulsado una serie de medidas destinadas a fortalecer la seguridad energética, incluido el apoyo para desarrollar la capacidad de producción nacional en sectores clave».

Como hemos podido ver a lo largo de este primer capítulo, la estrategia ya está claramente definida en diferentes foros y en la propia organización europea. La necesidad de diversificación del suministro en diferentes etapas temporales ya es una estrategia consolidada. Se trata, pues, de ver cuáles pueden ser esos proveedores. En los próximos capítulos veremos si Brasil, Argentina, Venezuela o Méjico pueden serlo y convertirse a corto-medio plazo en una alternativa de suministro a la Federación Rusa.

### 3. Brasil

En este capítulo vamos a revisar cuál es la situación de producción y evolución de hidrocarburos de Brasil, para analizar cuál puede ser su potencialidad como suministrador de gas y petróleo a Europa para reemplazar (o contribuir a reemplazar) como proveedor a la Federación Rusa.

Brasil es el quinto país más grande del mundo y, en términos económicos, la mayor economía de América Latina. La contribución de la industria energética a ese puesto como primera economía regional es muy considerable y tiene mucho que ver con las reservas de hidrocarburos existentes en el país, pero también con su posición geográfica centrada en el subcontinente. Su frontera limita con todos los países del subcontinente, excepto Ecuador y Chile y su línea costera de 7.491 kilómetros bordean el océano Atlántico.

La situación de Brasil está muy influenciada por un fenómeno que se da en muy pocas partes más del mundo. Nos estamos refiriendo al fenómeno del presal, que explicaremos brevemente a continuación.

En 2011 se produjo un incremento del consumo de energía a nivel mundial, estimado en un 5,6%<sup>36</sup>. Esa cifra no se habría repetido desde 1973, año de la crisis del petróleo. Ese incremento de la demanda tuvo varias consecuencias, siendo una de ellas que se potenciase la exploración de más yacimientos para poder dar respuesta a ese incremento de la demanda.

A finales de 2007 se encontraron grandes yacimientos de petróleo y gas en una zona situada mar adentro (*offshore*), entre los estados brasileños de Espírito Santo y Santa Catarina.



Figura 5. Localización del presal brasileño<sup>37</sup>. Fuente: Petrobras

El polígono presal se extiende desde el litoral norte del estado de Santa Catarina (sur) hasta el sur de Espírito Santo (sureste), con un área de 149.000 km<sup>2</sup> a una profundidad de hasta 7.000

<sup>36</sup> Waisberg, I. (2011). Brazil's Pre-Salt Layer. [Consulta: 26 de noviembre de 2022]. Disponible en: <http://large.stanford.edu/courses/2011/ph240/waisberg1/>

<sup>37</sup> *Diário do Pré-Sal*. (2009). O que é Pré-Sal. [Consulta: 4 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://diariodopresal.wordpress.com/o-que-e-o-pre-sal/>

metros<sup>38</sup>. Lo que hace especiales a estos yacimientos es que se encuentran a gran profundidad, bajo lo que se denomina capa presal (*pre-salt layer*). La calidad del petróleo (de media alta calidad según la escala API) y la envergadura de los yacimientos hace que compense y que rentabilice la dificultad de su extracción.

Este petróleo pasó a ser conocido simplemente como *petróleo del presal* o *presal*, de la misma forma que fueron conocidos sus yacimientos desde ese momento. Esta nueva posibilidad originó una nueva oleada de exploraciones para comprobar si había petróleo debajo de las rocas de sal, en las capas profundas del subsuelo marino que ya estaban identificadas anteriormente. Los resultados de las exploraciones realizadas hasta este momento identifican este tipo de yacimientos en la costa de Brasil, en el Golfo de Méjico y en la costa oeste de África (posibles en la costa de la República del Congo<sup>39</sup> y en Gabón<sup>40</sup>). Actualmente, las principales áreas de exploración petrolífera con reservas potenciales o probables ya identificadas en la franja de presal se encuentran en el litoral del Atlántico Sur.

Pero vamos a detenernos un instante en ver qué es el presal. La separación de los continentes hace millones de años originó que se formaran grandes lagos donde se fueron acumulando grandes cantidades de depósitos orgánicos. Posteriormente, al irse creando lentamente el océano Atlántico, esas zonas se cubrieron de sal, que se fue depositando sobre las capas orgánicas anteriormente descritas y que, millones de años después, darían lugar a los yacimientos petrolíferos. Esa capa de sal, que tiene un grosor de dos mil metros, está a su vez debajo de otra capa que se denomina *postsal* de profundidad similar. La distancia entre la superficie del mar y los reservorios de petróleo por debajo de la capa de sal puede llegar a más de siete mil metros. El resultado es que esos yacimientos se encuentren a mucha profundidad mar adentro, lo que hace que su acceso a la misma sea más difícil y, evidente-

<sup>38</sup> *Xinhua Español* (2022). Brasil prevé producir 7.700 millones de barriles de petróleo en zona presal entre 2023 y 2032. [Consulta: 29 de noviembre de 2022]. Disponible en: <http://spanish.xinhuanet.com/20221130/6da3e057c925483dabd9e67ddfd33ee0/c.html>

<sup>39</sup> *RDC Bid Round*. (2002). Coastal Basin Blocks. [Consultado el 26 de noviembre de 2022]. Disponible en: <https://www.drctidround2022.com/basins/coastal-basin>

<sup>40</sup> *Oilprice.com* (2013). Total Scores Another Pre-Salt 'Win' in Gabon. [Consulta: 26 de noviembre de 2022]. Disponible en: <https://oilprice.com/Energy/General/Total-Scores-Another-Pre-Salt-Win-in-Gabon.html#:~:text=In%20mid-August%2C%20Total%20%28TOT%29%20announced%20an%20accumulation%20of,in%20the%20deep-water%20portion%20of%20the%20pre-salt%20play.>

mente, mucho más caro. Además, se da la circunstancia de que una parte del petróleo que está en esa capa presal no se ha ido filtrando hacia las capas más cercanas a la superficie y el que lo ha hecho es de peor calidad que el que se ha mantenido en la capa presal.

No obstante, a pesar de esas dificultades, la exploración del presal brasileño no se ha detenido durante la última década, aumentando muy considerablemente la producción de petróleo brasileño. Las cuencas de Santos y de Campos son las más importantes en términos de reservas, exploración y explotación<sup>41</sup>.

Analizando los resultados que Petrobras publica en su web, el desarrollo logrado con las exploraciones del presal ha permitido que su empresa haya pasado de producir en 2010 la cifra de 41.000 barriles de crudo al día (bpd), al millón y medio que ya producían en 2018<sup>42</sup>.

Pero no solo eso, según podemos ver en la figura 2, a pesar de la dificultad de extraer en aguas profundas y muy profundas, la rentabilidad de los pozos se ha optimizado de forma espectacular.

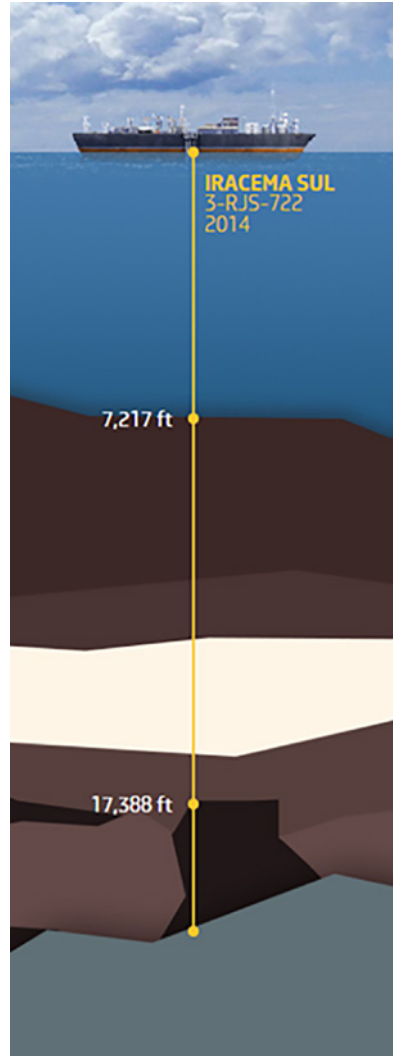


Figura 6. Plataforma de Petrobras en el presal brasileño. Fuente: Petrobras<sup>44</sup>

<sup>41</sup> *Pré-sal Petroleo*. [Consulta: 27 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.presalpetroleo.gov.br/eng/santos-basin/>

<sup>42</sup> Página web de Petrobras. [Consulta: 26 de diciembre de 2022]. Disponible en: [https://petrobras.com.br/en/our-activities/performance-areas/oil-and-gas-exploration-and-production/pre-salt/?\\_gl=1\\*1uwnox2\\*\\_ga\\*OTAzMzAzMDczLjE2NzMwMDM0Nzk.\\*\\_ga\\_QWP2NG6XVQ\\*MTY3MzAwMzUwOS4xLjEuMTY3MzAwMzgyMy42MC4wLjA](https://petrobras.com.br/en/our-activities/performance-areas/oil-and-gas-exploration-and-production/pre-salt/?_gl=1*1uwnox2*_ga*OTAzMzAzMDczLjE2NzMwMDM0Nzk.*_ga_QWP2NG6XVQ*MTY3MzAwMzUwOS4xLjEuMTY3MzAwMzgyMy42MC4wLjA).

<sup>43</sup> Página web de Petrobras. [Consulta: 27 de diciembre de 2022]. Disponible en: [https://presal.petrobras.com.br/pioneering-technologies/?\\_gl=1\\*qq8kcg\\*\\_ga\\*OTAzMzAzMDczLjE2NzMwMDM0Nzk.\\*\\_ga\\_9TG5WL85H3\\*MTY3MzAwMzQ3OC4xLjEuMTY3MzAwNDEyOS4zMC4wLjA.#0](https://presal.petrobras.com.br/pioneering-technologies/?_gl=1*qq8kcg*_ga*OTAzMzAzMDczLjE2NzMwMDM0Nzk.*_ga_9TG5WL85H3*MTY3MzAwMzQ3OC4xLjEuMTY3MzAwNDEyOS4zMC4wLjA.#0)



¿Puede Iberoamérica convertirse en una alternativa energética a Rusia?  
Los casos de Méjico, Venezuela, Argentina o Brasil

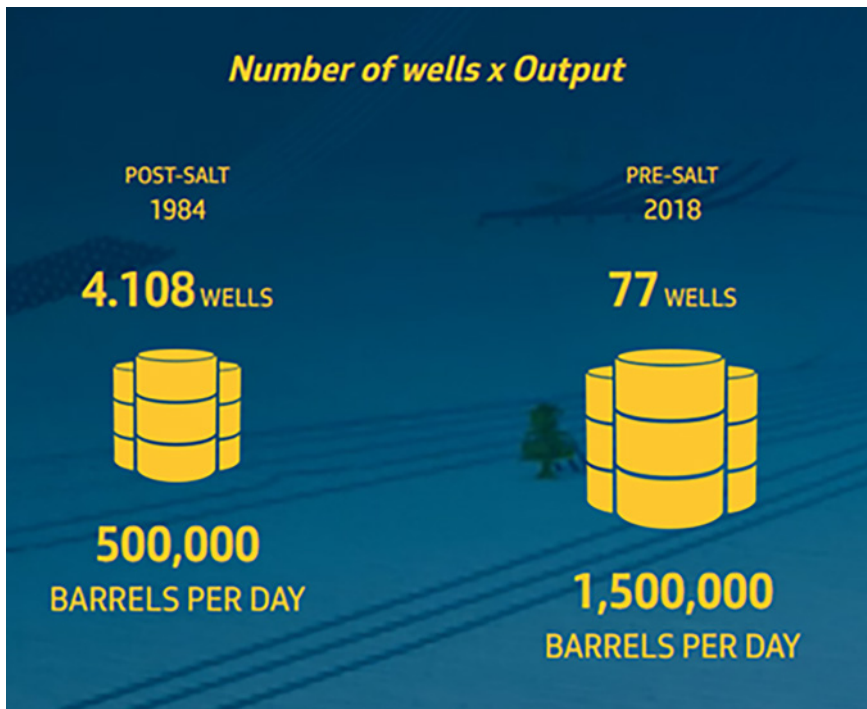


Figura 7. Comparativa de extracción por pozos. Fuente: Petrobras

Según BP<sup>44</sup>, en 2021 la producción de petróleo de Brasil fue de 2,98 millones de barriles por día (bpd), mientras que en 2011 era de 2,1 millones. El pico se alcanzó en 2020 con 3,03 millones por día. Es una producción muy considerable que superó muy de lejos las de toda Centroamérica y Sudamérica. De hecho, es superior a la suma de todas las demás de esta zona. Solamente la de Méjico se le acerca un poco (1,9 millones de bpd).

Pero la producción brasileña, a pesar de su potencia, es muy inferior a la producción de EE. UU. (16, 5 millones de bpd), Rusia (10,9 millones de bpd) o, incluso, Canadá (5,4 millones de bpd). No obstante, estos análisis de cifras deben verse a través de un enfoque transversal, en el que también figure el consumo que tiene el país para ver su capacidad de exportación y también si exporta crudo o productos refinados.

<sup>44</sup> Bp Statistical Review of World Energy. (2022). 71<sup>st</sup> edition. [Consulta: 27 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>.

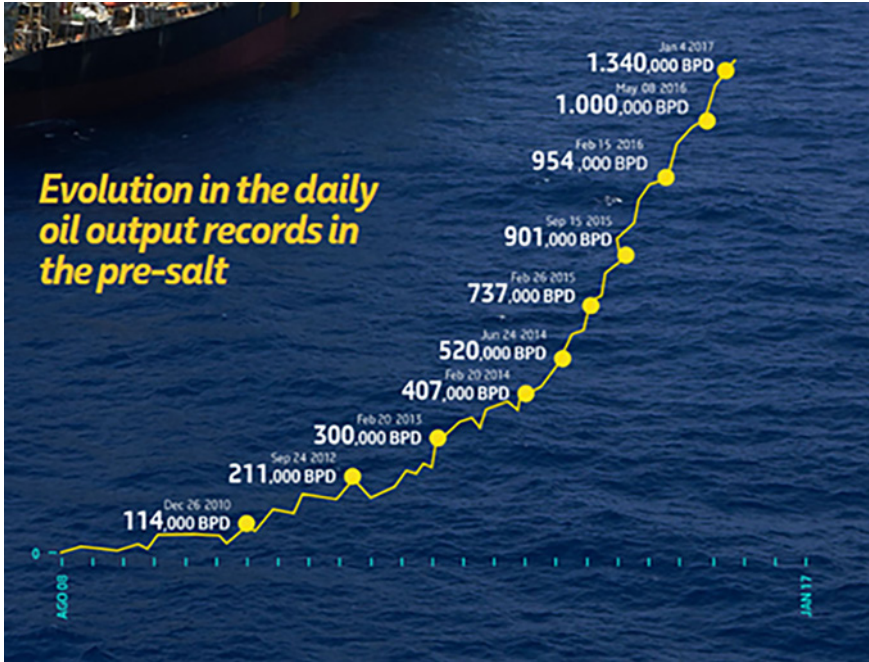


Figura 8. Evolución de la producción de crudo en el presal. Fuente: Petrobras

El análisis de los datos dados por BP sobre el consumo de Brasil, utilizando también la medida de bpd, arroja la cifra de 2,25 millones, lo que le da margen para la exportación.

Veamos ahora quiénes son los receptores del petróleo brasileño. El principal receptor del petróleo brasileño es China, seguido de EE. UU. e India. En cuarto y quinto lugar aparecen España y Portugal según datos de 2020<sup>45</sup>. En estos niveles de producción, Brasil puede ser un contribuyente, pero no la *silver bullet* que necesita la UE con urgencia.

El presidente de Presal Petróleo SA (PPSA), Eduardo Genk, declaró en junio de 2022 que la producción de petróleo en Brasil podría aumentar a alrededor del 20% en 2031, cuando el bombeo total del país se estima que sea de más de 5 millones de barriles por día de crudo<sup>46</sup>.

<sup>45</sup> OEC (2020). Petróleo crudo en Brasil. [Consulta: 15 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://oec.world/es/profile/bilateral-product/crude-petroleum/reporter/bra>

<sup>46</sup> Precipetroleo.net (2022). Petróleo Brasil. [Consulta: 3 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.preciopetroleo.net/petroleo-brasil.html>

¿Puede Iberoamérica convertirse en una alternativa energética a Rusia?  
Los casos de México, Venezuela, Argentina o Brasil

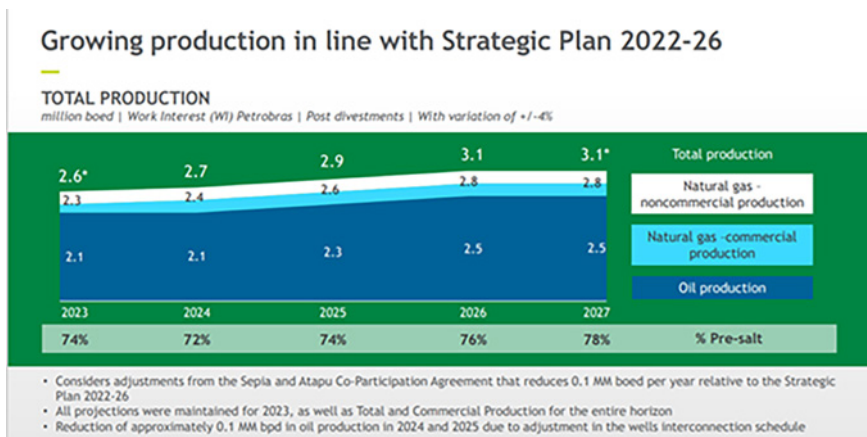


Figura 9. Producción gas y petróleo según el Plan Estratégico de Petrobras 2022-2026, p. 38

### 3.1. La Cuenca de Santos

Esta cuenca cubre una superficie de 350.000 km<sup>2</sup> y abarca desde Cabo Frío en el estado de Río de Janeiro hasta Florianópolis, en el estado de Santa Catarina.

La primera exploración de esta cuenca se remonta a la década de los 70 del pasado siglo. En las décadas de los 90 y la primera década de este siglo se descubrieron yacimientos en la capa más superficial, la capa postsal, pero no en cantidades suficientemente importantes en la parte sur de la cuenca.

Posteriormente exploraciones detectaron la presencia de yacimientos más profundos en la capa presal anteriormente descrita. Fue en mayo de 2009 cuando se logró confirmación de que, en la zona de lo que entonces se llamaba campo Tupi y actualmente campo Lula, existía un yacimiento importante en cantidad y en calidad de petróleo y gas almacenados, que hacía rentable el esfuerzo económico de extraer en aguas profundas. Finalmente, en 2010, empezó la extracción de hidrocarburos a pleno rendimiento.

Los problemas que se derivan de la producción en el presal están relacionados con los costes (distancia del yacimiento a la costa, profundidad del yacimiento, capa de sal a perforar, presencia de contaminantes en el petróleo), que hacen que las fluctuaciones del precio del petróleo Brent les afecte directamente<sup>47</sup>.

<sup>47</sup> *Pré-sal Petróleo*. [Consulta: 29 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.presalpetroleo.gov.br/eng/santos-basin/>

## Santos Basin concentrates pre-salt assets and boosts production growth

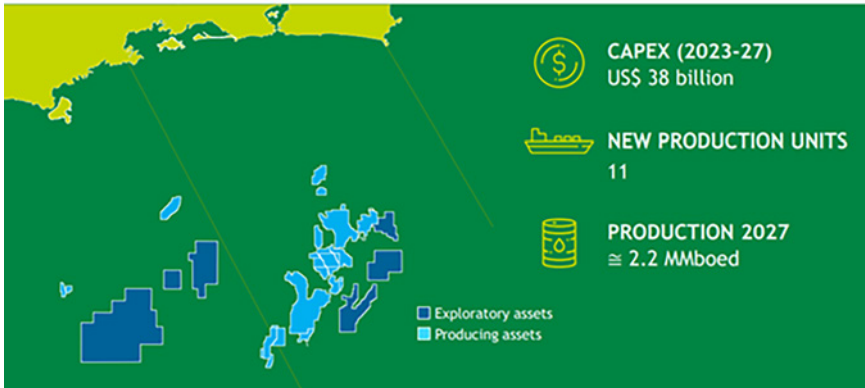


Figura 10. Cuenca de Santos<sup>48</sup>. Previsiones de producción. Plan Estratégico de Petrobras 2022-2026, p. 41

### 3.2. La Cuenca de Campos<sup>49</sup>

La Cuenca de Campos empezó a ser explotada hace casi medio siglo, siendo la pionera en el campo de la extracción en aguas profundas en Brasil. La importancia de este gran yacimiento queda demostrada con el hecho de que, tras todo ese tiempo extrayendo petróleo la producción continua, sigue siendo importante. Esta cuenca cubre una superficie aproximada de 100.000 km<sup>2</sup> y se extiende desde el estado de Espírito Santo, cerca de Vitória, hasta Arraial do Cabo, en la parte norte de la costa del estado de Río de Janeiro.

La evolución de las prospecciones en profundidad se pone de manifiesto con el hecho de que el primer campo con extracciones de nivel comercial se encontraba solo a 124 m de profundidad. Se trataba del Garoupa, en 1974, al que siguieron el Namorado y el Enchova. Los primeros campos gigantes aparecieron en la primera mitad de los ochenta. El Campo Albacora fue el primero de ellos, al que pronto siguieron Marlim, Roncador, Barracuda y Caratinga.

<sup>48</sup> Petrobras. *Strategic Plan 2023-2027*. Disponible en: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/9f7bccc3-0003-1e50-3d70-8d64b1c-77c12?origin=1>

<sup>49</sup> *Pré-sal Petroleo*. [Consulta: 29 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.presalpetroleo.gov.br/eng/campos-basin/>

¿Puede Iberoamérica convertirse en una alternativa energética a Rusia?  
Los casos de Méjico, Venezuela, Argentina o Brasil

La Cuenca de Campos aún produce un 40% de la totalidad de Brasil, pero su producción va decayendo lentamente debido al agotamiento de sus yacimientos.

### Campos basin still relevant in the long run



Figura 11. Cuenca de Campos. Previsiones de producción. Plan Estratégico de Petrobras 2022-2026, p. 42

### 3.3. Gas

La matriz energética primaria de Brasil apenas está compuesta en un 10% de gas natural y su red de gasoductos tiene la mitad de kilómetros que Argentina<sup>50</sup>.

Un dato importante a recalcar es que el uso del gas en Brasil es mayoritariamente industrial y muy escaso a nivel doméstico<sup>51</sup>. Se da la fuerte paradoja de que una cantidad similar al gas importado de Bolivia o vía GNL es quemada en los puntos de extracción o reingresada en las plataformas para aumentar la presión en los yacimientos. Este hecho tiene que ver con la falta de infraestructuras y de carácter logístico. La red de gasoductos es, en la actualidad, débil, siendo su longitud de 8.500 km que, en comparación con las dimensiones de Brasil, es poco significativa. La proporción del gas, hoy en día, en la generación eléctrica

<sup>50</sup> *Energía online.* (2020). El plan de Brasil para potenciar el Presal y gasificar su matriz energética. [Consulta: 29 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.energiaonline.com.ar/el-plan-de-brasil-para-potenciar-el-presal-y-gasificar-la-matriz-energetica/>

<sup>51</sup> *Energía online.* (2020). El plan de Brasil para potenciar el Presal y gasificar su matriz energética. . [Consulta: 29 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.energiaonline.com.ar/el-plan-de-brasil-para-potenciar-el-presal-y-gasificar-la-matriz-energetica/>

es mucho menor, comparada con la que proviene del sector de las hidroeléctricas<sup>52</sup>, por ejemplo.

Para solucionar esta situación, desde 2018 se han dado, por parte de las autoridades brasileñas, una serie de pasos para el desarrollo de la producción de gas y, en particular, para el refuerzo de producción eléctrica a nivel doméstico. Este refuerzo está especialmente dirigido al sector hidroeléctrico, que está sujeto a la estacionalidad del clima. Además, la mayor presencia del gas natural en la matriz energética nacional puede ser capaz de reducir el costo de la energía en el país, lo que en el actual escenario de crisis energética mundial es importante y ventajoso.

La producción de gas natural, según BP, es de 24,3 bcm,<sup>53</sup> excluyendo el gas quemado o reciclado. Es considerablemente menor que la de Argentina (38,6 bcm) y similar a la de Venezuela (24 bcm) y a la de Trinidad y Tobago (24,7 bcm) y algo inferior a la de México (29 bcm). Sin embargo, para poner las cifras en contexto, debemos señalar que estas cifras están muy lejos de las de EE. UU. (934,2 bcm) o la Federación Rusa (701,7 bcm)<sup>54</sup>. Si bien es cierto que el incremento de producción de Brasil a lo largo de la década pasada ha sido de un 3,5%, el de EE. UU. ha sido del 4% en el mismo periodo, lo que no le convierte en competidor posible.

Las grandes reservas de gas natural que existen en Brasil le otorgan potencialidades que sus autoridades podrían examinar y estudiar. Los factores que pueden hacer que eso ocurran van desde que Brasil quiera y pueda mejorar su capacidad de procesamiento de gas natural hasta que se produzca la suficiente demanda interna y mundial que absorba la producción. La coyuntura de crisis energética global, agravada por la invasión de Ucrania, parece encajar con ese escenario. Si el recién elegido Gobierno del presidente Lula Da Silva consigue generar confianza entre los inversores podría darse un clima propicio para atraer inversiones y para el desarrollo del sector del gas natural en Brasil.

---

<sup>52</sup> *Energía online*. (2021). El Presal consolida a Brasil como una potencia petrolera y abre incógnitas para Vaca Muerta. [Consulta: 29 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.energiaonline.com.ar/el-presal-consolida-a-brasil-como-una-potencia-petrolera-y-abre-incognitas-para-vaca-muerta/>

<sup>53</sup> Bcm (billion of cubic meters). Mil millones de metros cúbicos.

<sup>54</sup> *Bp Statistical Review of World Energy*. (2022). 71<sup>st</sup> edition. [Consulta: 3 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>

Los pasos que se han dado para el desarrollo de las explotaciones de gas tuvieron un importante impulso con el anterior Gobierno. El 8 de abril de 2021, el expresidente de Brasil, Jair Bolsonaro, aprobó la nueva Ley del Gas. Ese nuevo marco regulatorio perseguía lograr mayor flexibilidad física del sistema gasístico brasileño y fomentar su integración en el sistema energético. Las medidas tienen por objeto un uso más eficiente de las infraestructuras existentes, atraer nuevas inversiones y promover la competencia en el mercado del gas natural.

El programa de reforma Novo Mercado de Gás (Nuevo Mercado del Gas) está destinado a mejorar la flexibilidad física del sistema de gas, permitir que el gas se entregue más rápidamente, fomentar la competencia y facilitar la integración de una mayor proporción de energías renovables intermitentes en el sistema energético brasileño. Sin embargo, los objetivos de este plan están más relacionados con el uso industrial del gas y para diversificar su matriz energética, que con la potencial exportación que requiere más inversiones en infraestructuras.<sup>55</sup> Habrá que esperar a ver qué ocurre tras el cambio de Gobierno en Brasil, si se sigue con el plan, si sufre reformas o es cancelado.

A petición del anterior Gobierno, la Agencia Internacional de Energía (IEA) ha estado proporcionando asesoramiento técnico basado en la experiencia internacional para informar y dar forma al programa de reforma del mercado de gas del país desde el primer día<sup>56</sup>. Las previsiones de la IEA<sup>57</sup> en 2017 apuntaban a un incremento del porcentaje del gas en el *mix* nacional, que rondaba un 12% del total en 2026. No obstante, esas cifras podrían variar debido a la demanda derivada de la actual crisis energética, pero difícilmente convertirse en una alternativa de suministro a corto o medio plazo para las necesidades de la UE, en su deseo de desconexión del gas ruso más allá del nivel de contribuyente.

<sup>55</sup> *Energía online*. (2022q). [Consulta: 21 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.energiaonline.com.ar/el-presal-consolida-a-brasil-como-una-potencia-petrolera-y-abre-incognitas-para-vaca-muerta/>

<sup>56</sup> IEA. (2021). Implementing Gas Market Reforms in Brazil. [Consulta: 30 de noviembre de 2022]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/implementing-gas-market-reforms-in-brazil>

<sup>57</sup> IEA. (2018). Toward a competitive natural gas market in Brazil. [Consulta: 30 de noviembre de 2023]. Disponible en: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/6a-9f40fe-daf8-4705-be46-5015527e8f99/FULLREPORT\\_Towardsacompetitivenaturalgas-marketinBrazil\\_FINAL\\_REPRO.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/6a-9f40fe-daf8-4705-be46-5015527e8f99/FULLREPORT_Towardsacompetitivenaturalgas-marketinBrazil_FINAL_REPRO.pdf)



Figura 12. Diagrama del Plan Estratégico 2022-26 de Petrobras, sobre el fortalecimiento de sus relaciones comerciales

### 3.4. Conclusión

A pesar de las enormes reservas, tanto en crudo como en gas, que posee Brasil en la actualidad, serían necesarias grandes inversiones en sus infraestructuras para lograr aumentar sus capacidades exportadoras si ese fuera el objetivo de sus autoridades en vez de centrar esas producciones en el desarrollo interno del país.

Las posibilidades de inversión extranjera en el país tras el reciente cambio de Gobierno son una incógnita y se verán en el corto-medio plazo.

Pudiera ser que, si la Federación Rusa desviara una parte importante de su producción de petróleo al mercado asiático, esa situación llegase a afectar a Brasil, que es el tercer exportador a China. Tal vez entonces podría ser de interés para el Gobierno de Brasil aumentar el flujo de hidrocarburos brasileños hacia la UE.

## 4. Argentina

En este apartado vamos a analizar la situación actual del *mix* energético en Argentina, para ver si en la actualidad o en futuro próximo estarán en condiciones de exportar hidrocarburos (petróleo y gas) a la UE.

Como se puede ver en la figura 13, el *mix* energético argentino está muy orientado a los hidrocarburos. Esta situación le



hace estar en condiciones de poder sacar provecho a la coyuntura geoeconómica actual a finales de 2022. Para ello, vamos a analizar en qué situación se encuentra el país en términos de importación y exportación, así como sus escenarios energéticos a medio plazo. Finalizaremos viendo cuáles son sus estrategias actuales y, en función de ellas, valoraremos la posibilidad de que se pueda constituir en un potencial exportador a la UE para contribuir a la desconexión de los hidrocarburos rusos.

Como veremos a continuación, los informes publicados parecen avalar la tesis de que el uso de técnicas

de *fracking* o estimulación hidráulica permite incrementar la explotación de los yacimientos localizados en la Cuenca Neuquina, en el centro del país, tanto en petróleo como en gas no convencional. Esa explotación de las reservas estimadas de la citada cuenca podría colocar a Argentina en una situación de potencial exportador en el futuro, como podemos ver en la figura 2. Surgen diversos problemas para que se dé ese escenario. Un problema es el tiempo que debe transcurrir para que ese escenario sea posible. Otro problema es que para que el *fracking* sea rentable, el precio del barril de crudo debe estar por encima de los cincuenta dólares el barril y la volatilidad reinante causa incertidumbre en las autoridades argentinas para decidir la inversión.

2022 fue un buen año para Argentina en términos de incremento de producción de hidrocarburos, si bien es cierto que está sopor-tado, sobre todo, por el incremento de la producción de gas y petróleo no convencional.

Las cuencas productoras de hidrocarburos principales en Argentina son las siguientes:

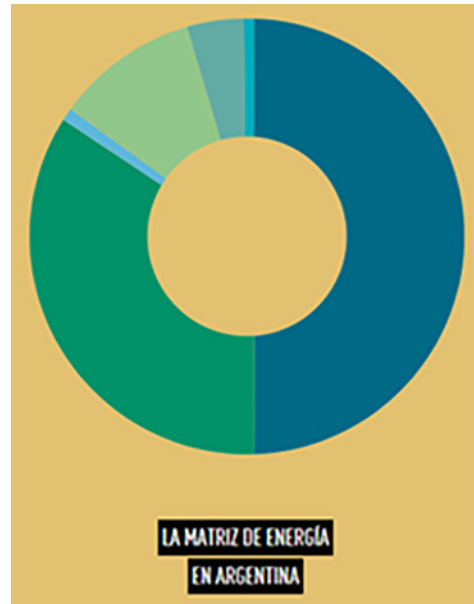


Figura 13. Matriz energética en Argentina: gas 49%, petróleo 37%, carbón 1%, energía nuclear 2%, energía hidroeléctrica 11%, renovables 15%.  
Fuente: YPF



Figura 14. Recursos no convencionales (cracking). Fuente: YPF

- Noroeste
- Neuquina
- Austral

### PARTICIPACIÓN DE CADA CUENCA EN LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

AÑO 2022

@BCRmercados en base a Secretaría de Energía

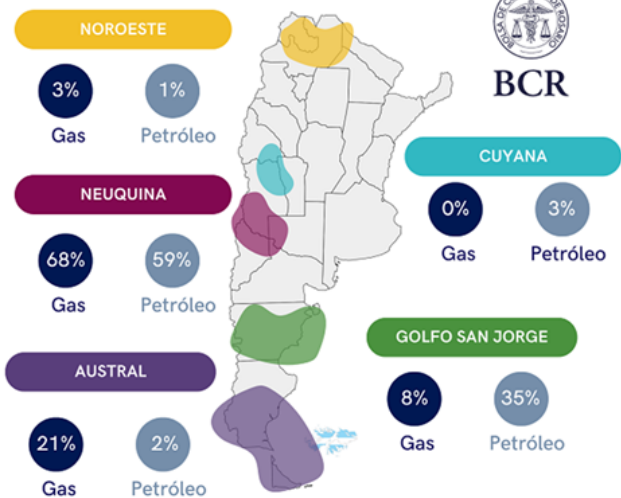


Figura 15. Producción de gas y petróleo en 2022 y participación de cada cuenca. Fuente: Bolsa de Comercio de Rosario

- Cuyana
- Golfo San Jorge.

La Cuenca Neuquina es, sin lugar a dudas, la mayor y más importante cuenca productora de hidrocarburos (ver figura 15) y a la que le dedicaremos un apartado más adelante.

#### 4.1. Petróleo

El *Informe Trimestral de Coyuntura Energética*, correspondiente al tercer trimestre de 2022 y elaborado por la Dirección de Información Energética de la Subsecretaría de Planeamiento Energético de la Secretaría de Energía, muestra que durante el tercer trimestre de 2022 la producción de petróleo alcanzó los 8.565 Mm<sup>3</sup>, presentando un aumento del 13,8% respecto al mismo periodo del año anterior<sup>58</sup>. El mayor incremento se ha realizado en la Cuenca Neuquina, con un incremento de un 28%.

El 2022 ha sido el año de mayor producción petrolera en Argentina desde 2010. Esta situación ha repercutido en una doble vertiente. Por un lado, se ha conseguido el perseguido objetivo del autoabastecimiento en materia de petróleo y, por otro, se han incrementado las exportaciones en un 33% respecto a 2021. Esta situación se traduce en el segundo mayor volumen de exportaciones de petróleo desde 2009, solo detrás del 2020. Estas exportaciones generaron ingresos muy considerables que no se habían visto en la última década.

No obstante, la producción argentina está muy lejos aún de los valores de Brasil o Méjico, según podemos comprobar en el informe de producción de petróleo de BP<sup>59</sup>. Argentina se mueve en la horquilla de 0,6 a 0,7 millones de barriles por día (bpd), frente a los casi tres millones de Brasil o los casi dos millones de Méjico. Para seguir con las comparaciones, la producción de EE. UU. es de dieciséis millones y medio de barriles por día y la de Rusia de casi once millones.

<sup>58</sup> *Informe Trimestral de Coyuntura Energética Tercer Trimestre de 2022*. Dirección de Información Energética Subsecretaría de Planeamiento Energético Secretaría de Energía, p. 1. Disponible en: [https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion\\_del\\_mercado/publicaciones/energia\\_en\\_gral/trimes/t32022.pdf](https://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/informacion_del_mercado/publicaciones/energia_en_gral/trimes/t32022.pdf)

<sup>59</sup> Bp.com (2022). Bp Statistical Review of World Energy. 71<sup>st</sup> Edition. [Consulta: 4 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>

AÑO	PETRÓLEO miles m3		
	NC	Convencional	TOTAL
2014	1.052	29.828	31.978
2015	1.485	29.393	31.971
2016	1.987	27.721	30.763
2017	2.575	25.237	28.824
2018	3.814	24.572	29.447
2019	5.709	23.754	30.617
2020	6.973	20.988	28.988
2021	9.778	18.183	30.810

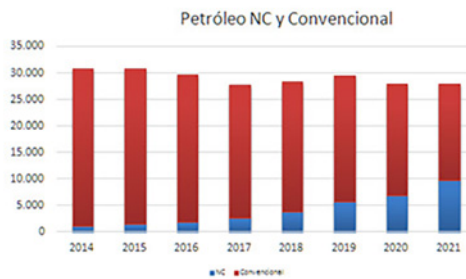


Figura 16. Producción de petróleo convencional y no convencional (fracking)<sup>60</sup>

Aunque Argentina exporta crudo, lo hace en pequeñas cantidades como por ejemplo a su vecino Chile a través del oleoducto Transandino dando salida a la producción generada. También exporta aunque en menores cantidades a Brasil y a EE. UU.<sup>61</sup>

Aunque a medio plazo si la producción de petróleo no convencional continúa aumentando y el precio del petróleo no hace que la citada producción sea poco rentable, sería posible plantearse exportaciones a la UE. Pero el volumen de esas exportaciones debería ser complementado por otras aunque contribuiría a la necesaria diversificación de proveedores de crudo que la actual situación nos ha enseñado a buscar.

En la figura 16 mostramos un gráfico del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas en el que podemos observar la evolución desde el año 2014 de la producción creciente de petróleo no convencional en Argentina.

<sup>60</sup> Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. [Consulta: 4 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.iapg.org.ar/estadisticasnew/convencional-vs-no-convencional.html>

<sup>61</sup> Ministerio de Hacienda de Argentina. Subsecretaría de Programación Microeconómica. Secretaría de Política Económica. (2019). Exportaciones regionales, p. 12. [Consulta: 4 de diciembre de 2022]. Disponible en: [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/expo\\_regionales\\_primer\\_semestre\\_2019.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/expo_regionales_primer_semestre_2019.pdf)

## 4.2. Gas

Argentina es un país productor de gas, sin embargo, en la actualidad, su nivel de producción no le permite generar excedentes de gas para exportación. No solo es así, sino que debe importar gas, sobre todo, en periodo estacional de alta demanda cuando las temperaturas son más bajas.

Según datos de BP,<sup>62</sup> la producción de gas natural de Argentina es la mayor con diferencia de todos los países de Iberoamérica, siendo más del doble de la de Brasil. A pesar de eso, una vez más, cuando volvemos a las comparaciones en números absolutos con EE. UU. y Rusia, nos damos cuenta de la magnitud de lo que la UE debe buscar y lo que Argentina puede ofrecer a día de hoy. Argentina<sup>63</sup> produjo durante los últimos doce años una horquilla que va desde los 37 a los casi 42 bcm<sup>64</sup> anuales. EE. UU. produjo en 2021 por encima de 900 bcm y Rusia por encima de 700. Canadá produjo 172 bcm en 2021 y Noruega 114 bcm en el mismo periodo.

Esta situación no siempre fue así. En 2005, Argentina<sup>65</sup> exportaba gas natural, pero su producción se redujo considerablemente por lo que tuvo que importar. Sus fuentes de importación eran tres principalmente: Bolivia, la más importante, Chile y las importaciones de GNL a través de las regasificadoras de los puertos de Escobar y Bahía Blanca. La producción durante la última década, según BP, se ha mantenido constante, pero también lo ha hecho el consumo, en una horquilla entre los 45 y los 48 bcm anuales, lo que la coloca en una posición importadora.

Chile no es país productor, pero compra GNL en Asia, lo regasifica en sus plantas y una parte de ese gas lo exporta, por ejemplo, a Argentina, a través de los gasoductos Gas Andes y Norandino.

<sup>62</sup> *Bp.com* (2022). Bp Statistical Review of World Energy. 71<sup>st</sup> Edition. [Consulta: 4 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>

<sup>63</sup> *La Nación*. (2016). Radiografía del gas en la Argentina: de dónde viene, qué cantidad y cuánto se gasta. [Consulta: 27 de octubre de 2022]. Disponible en: Radiografía del gas en la Argentina: de dónde viene, qué cantidad y cuánto se gasta - LA NACION.

<sup>64</sup> Bcm. Miles de millones de metros cúbicos.

<sup>65</sup> Las cantidades exportadas estaban solamente un poco por encima de las propias necesidades.

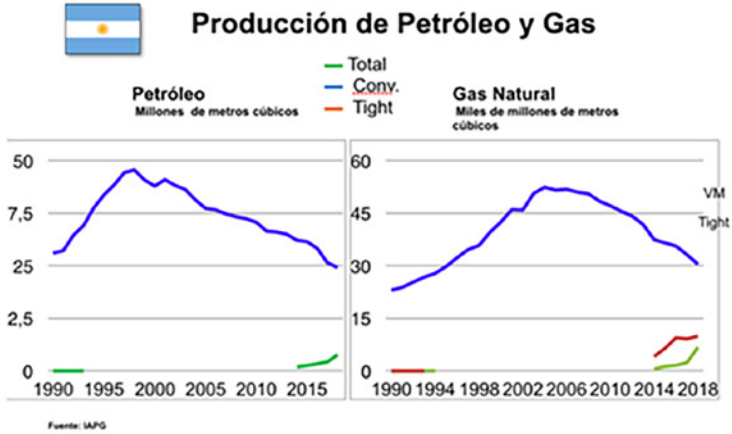
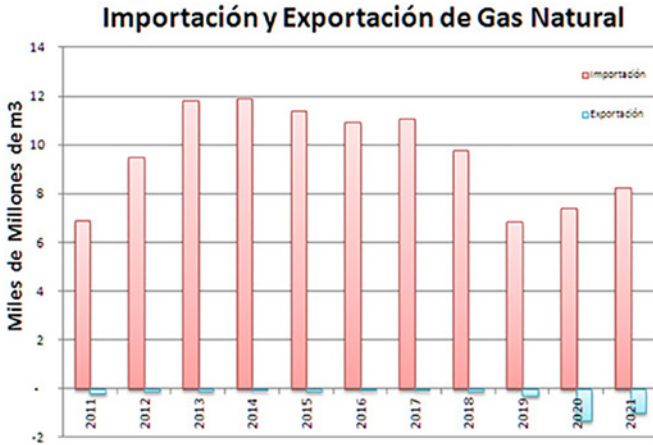


Figura 17. Producción de petróleo y gas en Argentina. Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y el Gas<sup>66</sup>

Fuente: SIPG - Instituto Argentino del Petróleo y del Gas



Fuente: SIPG - IAPG

Figura 18. Comparativa entre importaciones y exportaciones de gas natural en Argentina. Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y el Gas<sup>67</sup>

<sup>66</sup> Shale en Argentina. Los no convencionales, la clave para hacer crecer la producción en Argentina. [Consulta: 1 de diciembre de 2022]. Disponible en: <http://www.shaleenargentina.com.ar/los-no-convencionales--la-clave-para-hacer-crecer-la-produccion>

<sup>67</sup> Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. [Consulta: 1 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.iapg.org.ar/estadisticasnew/importacion-y-exportacion.html>

Hoy en día, la producción de gas en Argentina está dividida entre un 57% de gas convencional (extraído de los pozos petrolíferos) y la creciente producción de gas no convencional (gas de lutita) que se mueve en un porcentaje que ronda el 43%<sup>68</sup>.

Para minimizar el impacto de la crisis energética, en noviembre de 2020, el Gobierno argentino anunció el lanzamiento de un plan para limitar las importaciones en la medida de lo posible y cubrir la demanda nacional, estimulando su producción. Este plan se denominó Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino, pero también es conocido más popularmente como el plan *Gas.Ar*. El objetivo de este ambicioso plan es cubrir la demanda nacional, produciendo una cantidad estimada de más de 30.000 millones de metros cúbicos de gas, asegurando el abastecimiento del mercado interno.

Este plan<sup>69</sup> tiene por objeto:

- Viabilizar inversiones en producción de gas natural con el objetivo de satisfacer el abastecimiento interno, a precios competitivos para los argentinos.
- Estimular el desarrollo genuinamente federal del sector de los hidrocarburos, llevando equilibrio en todas las cuencas productivas del país.
- Acompañar la expansión del sistema de transporte de gas natural.
- Sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional.
- Coadyuvar con una balanza energética superavitaria y con el desarrollo de los objetivos fiscales del Gobierno.
- Generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos.
- Otorgar previsibilidad en el abastecimiento a la demanda prioritaria y al segmento de generación eléctrica de fuente térmica.

<sup>68</sup> <https://www.iprofesional.com/negocios/342073-por-que-argentina-importa-gas-a-pesar-de-vaca-muerta>. Consultado el 1 de diciembre de 2022 .

<sup>69</sup> Ministerio de Economía de Argentina. Secretaría de Energía. (2020). Plan de Promoción de la Producción de Gas Argentino. [Consulta: 25 de noviembre de 2022]. Disponible en: [https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/nuevo\\_esquema\\_plan\\_gas\\_seleccion\\_b\\_0.pdf](https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/nuevo_esquema_plan_gas_seleccion_b_0.pdf)

- Establecer un sistema transparente, abierto y competitivo para la formación del precio del gas natural compatible con los objetivos de política energética establecidos por el Poder Ejecutivo Nacional.
- Contribuir al desarrollo y la consolidación de mercados de exportación para el gas natural argentino.

Hay diversas iniciativas del plan Gas.ar y una de ellas es la construcción de nuevas infraestructuras entre las que cabe destacar la del gasoducto presidente Néstor Kirchner (GPNK), cuyo trazado podemos ver en la figura 19.

El objetivo sería buscar el autoabastecimiento en materia de gas en los años 2024-2025 y plantearse la exportación de nuevo.

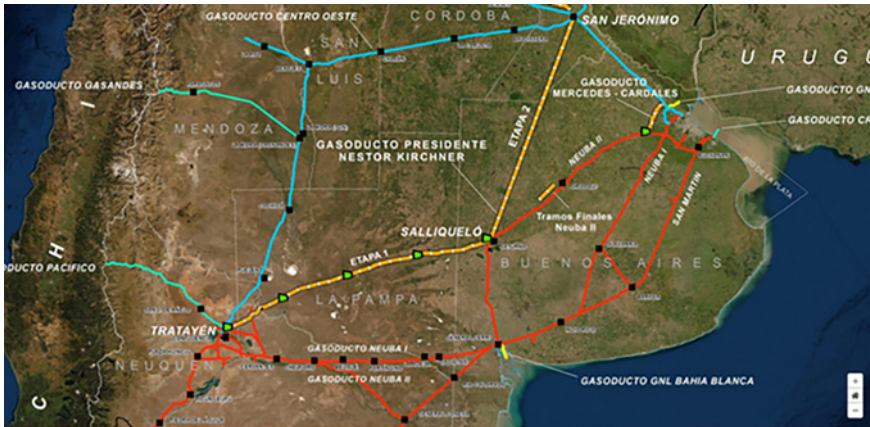


Figura 19. Trazado de los gasoductos más importantes del cono sur<sup>70</sup>

Según la información mostrada en su página web, el GPNK permitirá incrementar la capacidad de transporte de gas desde Vaca Muerta hasta los centros de consumo y de distribución. Sin duda, el logro de este objetivo sería un paso de gigante para alcanzar también el autoabastecimiento de gas<sup>71</sup>. Además de contribuir al autoabastecimiento de gas, el GPNK también está orientado a lograr reducir los enormes costes de abastecimiento de la demanda argentina agravada por la situación actual, con el objetivo de contribuir a reducir al máximo las importaciones. Otro objetivo del GPNK es contribuir al abastecimiento fiable del mercado interno sustituyendo totalmente, en una primera etapa,

<sup>70</sup> Gasoducto Presidente Néstor Kirchner. [Consulta: 3 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://gpnk.energia-argentina.com.ar/#proyecto>

<sup>71</sup> Gasoducto Presidente Néstor Kirchner. [Consulta: 3 de diciembre de 2022].



el GNL importado desde el puerto de Bahía Blanca y el uso de combustibles líquidos.

Sin embargo, el desarrollo de esta infraestructura está aún en una fase muy temprana. La primera soldadura de tubos del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner se realizó a mediados del pasado mes noviembre de 2022<sup>72</sup>.

#### 4.3. Prospectiva: escenarios 2030

El Gobierno argentino publicó en 2019 un documento llamado *Escenarios Energéticos 2030*<sup>73</sup>. En ese documento se generan una serie de escenarios relacionados con la energía para 2030 y aunque no está actualizado ya que el impacto sucesivo del COVID-19, la crisis energética y el agravamiento de la misma, debido a la invasión rusa de Ucrania, podrían alterar las cifras que se publicaron. Es interesante ver las perspectivas de demanda final de energía que tenían las autoridades argentinas.

«A continuación, se describen los principales resultados de las proyecciones de la demanda final de energía de la Argentina para el periodo 2019-2030, conforme la prospectiva socioeconómica, bajo los escenarios tendencial y eficiente planteados, como consecuencia de las hipótesis referidas previamente.

La demanda final de energía para el total país en el periodo 2018-2030, crecería a tasas de 2,1% anual acumulativas (a.a) en el escenario tendencial, 1,4% a.a. en el eficiente, 1,9% a.a. en el de electrificación y 2,9% a.a. en el de gasificación. Según la información disponible en el Balance Energético Nacional, en 2018 el consumo final fue de 53,6 millones de toneladas equivalentes de petróleo (MMtep), y las proyecciones indican que en 2030 se alcanzarían 68,9 MMtep en el escenario tendencial, 63,1 MMtep en el

<sup>72</sup> En concreto en Salliqueló, una localidad de Buenos Aires que será el punto de finalización del gasoducto iniciado en Neuquén y atraviesa las provincias Río Negro y La Pampa. [Consulta: 28 de noviembre de 2022]. Disponible en: <https://gpnk.energia-argentina.com.ar/#novedades>.

<sup>73</sup> Ministerio de Hacienda de Argentina, Secretaría de Gobierno de Energía. (2019). *Escenarios Energéticos 2030*. [Consulta: 3 de diciembre de 2022]. Disponible en: [http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14\\_SsPE-SGE\\_Documento\\_Escenarios\\_Energeticos\\_2030\\_ed2019\\_pub.pdf](http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf)

eficiente, 66,8 MMtep en el de electrificación y 75,2 MMtep en el de gasificación<sup>74</sup>».

El Gobierno argentino también persigue incrementar la producción de gas natural a través de tres ejes: estimular la producción de gas natural no convencional (*Shale*, gas de lutita, *fracking*), aumentar la exploración y extracción en aguas profundas *off-shore* como su vecino Brasil en el presal y aumentar la producción de yacimientos ya en producción como los de Vaca Muerta o Mendoza. A esta idea se suma el tema de la estacionalidad. El Gobierno argentino prevé aprovechar los momentos de baja demanda para poder acumular o exportar ese excedente de gas, pero orientado a países vecinos.

En la figura 20 podemos observar la evolución de la producción de gas no convencional<sup>75</sup>.

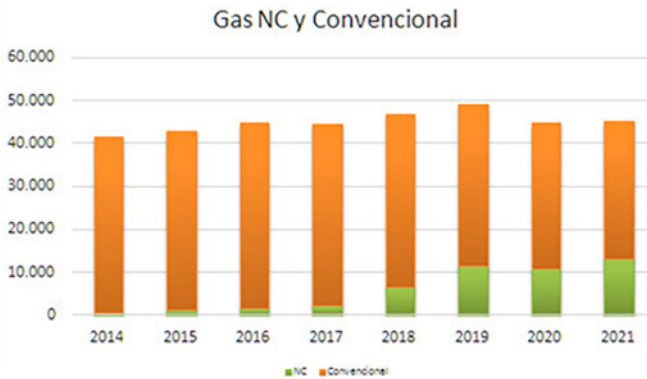


Figura 20. Producción de gas convencional y no convencional (fracking)

Si ese desarrollo se produjera, habría previsiblemente una reducción de costos y precios a nivel doméstico, lo que les permitiría explorar la posibilidad de la exportación a través de GNL. La previsión para alcanzar esa meta se estima que ocurriera, según el plan argentino, en el periodo 2025-2030. De momento, el plan es una visión, es decir, que no está acompañada de un paquete de

<sup>74</sup> Ministerio de Hacienda de Argentina, Secretaría de Gobierno de Energía. (2019). Escenarios Energéticos 2030. Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético Subsecretaría de Planeamiento Energético, p. 15. Disponible en: [http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14\\_Ss-PE-SGE\\_Documento\\_Escenarios\\_Energeticos\\_2030\\_ed2019\\_pub.pdf](http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_Ss-PE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf)

<sup>75</sup> Instituto Argentino del Petróleo y el Gas. [Consulta: 4 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.iapg.org.ar/estadisticasnew/convencional-vs-no-convencional.html>

inversiones que lo puedan hacer posible y su objetivo, como bien se explica en el documento, es el siguiente:

«Como todo ejercicio de escenarios, debe ser leído como posibles trayectorias a futuro y no como pronósticos. Constituye un instrumento para la evaluación de oportunidades y amenazas que enfrenta el sector, una herramienta para la toma de decisiones basadas en evidencia, y un elemento que promueve una discusión informada sobre el largo plazo a fin de diseñar un posicionamiento estratégico y contribuir a la construcción de una visión del sector hacia el futuro»<sup>76</sup>.

#### 4.4. Vaca Muerta

El yacimiento conocido como Vaca Muerta debe su denominación al geólogo estadounidense Charles Weaver, quien la denominó así en 1931<sup>77</sup>. Situada en la Cuenca Neuquina (ver figura 21), VM es una formación sedimentaria muy extensa que cuenta con una superficie de alrededor de 30.000 km<sup>2</sup> (12.000 km<sup>2</sup> de los cuales están asignados como concesión a YPF). La principal actividad productiva es la explotación de hidrocarburos. La Cuenca Neuquina, compartida con Río Negro, La Pampa y Mendoza, es la zona petrolera y gasífera más importante de Argentina.

La profundidad a la que se encuentra el gas y el petróleo que se extraen ronda los 2.500 m de profundidad. Según la página del Gobierno argentino<sup>78</sup> se trata de la segunda reserva mundial de gas no convencional y la cuarta de petróleo. Hay muchas esperanzas depositadas en que el desarrollo de este yacimiento que estaría en condiciones posiblemente de solucionar el déficit energético del país. Los resultados publicados apuntan en esa dirección<sup>79</sup> aunque la evolución no es explosiva en términos absolutos

<sup>76</sup> Ministerio de Hacienda de Argentina, Secretaría de Gobierno de Energía. (2019). Escenarios Energéticos 2030. Dirección Nacional de Escenarios y Planeamiento Energético. Subsecretaría de Planeamiento Energético, p. 22. Disponible en: [http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14\\_Ss-PE-SGE\\_Documento\\_Escenarios\\_Energeticos\\_2030\\_ed2019\\_pub.pdf](http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_Ss-PE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf)

<sup>77</sup> *Argentina.gob.ar*. Historia de Vaca Muerta. [Consulta: 4 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/vaca-muerta/historia>

<sup>78</sup> *Argentina.gob.ar*. Vaca Muerta. [Consulta: 14 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/vaca-muerta>.

<sup>79</sup> *Télam digital*. (2022). Vaca Muerta: récord en producción de gas y mejor desempeño en crudo de los últimos 21 años. [Consulta: 14 de diciembre de 2022].

como se puede ver en las publicaciones de tendencias de producción como la de BP anteriormente citada.

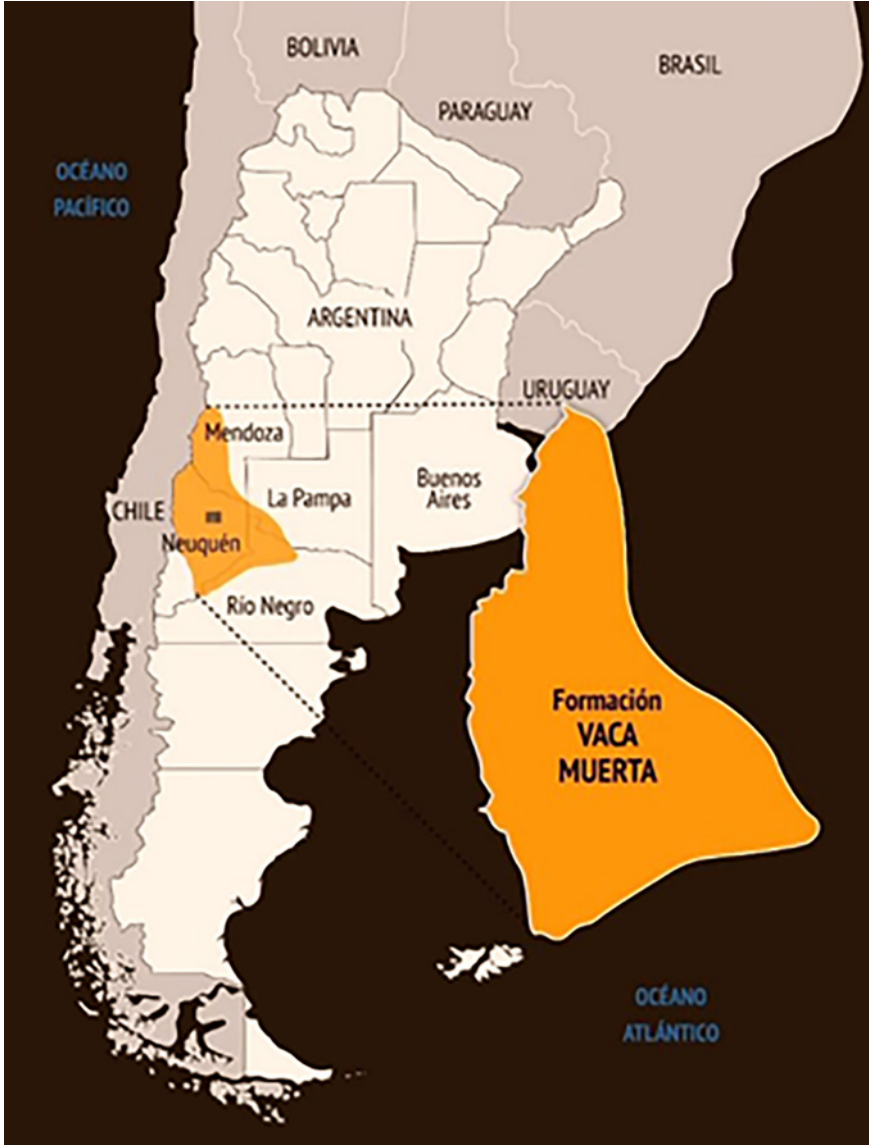


Figura 21. Ubicación de la formación sedimentaria de Vaca Muerta en la Cuenca Neuquina. Fuente: Secretaría de Energía. Gobierno argentino<sup>80</sup>

Disponible en: <https://www.telam.com.ar/notas/202209/605430-vaca-muerta-produccion-gas-natural.html>

<sup>80</sup> Argentina.gob.ar. Mapa. Ubicación geográfica de Vaca Muerta. Disponible en: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/vaca-muerta/mapas>

#### 4.5. Conclusión

Aunque Argentina se está convirtiendo en un productor importante en gas natural y su progresión es esperanzadora, las cantidades absolutas de gas natural tienen y tendrán en el corto y medio plazo el objetivo de conseguir cubrir sus propias necesidades, puesto que, como se ha visto en el desarrollo del análisis, aún es importador neto. Así se ha expresado en reiteradas ocasiones por parte de sus autoridades. Por otra parte, están en desarrollo las infraestructuras de distribución de los yacimientos que explotan las mayores reservas de gas del país en la Cuenca Neuquina (Vaca Muerta).

Parece poco probable que la UE se convierta en el importador del gas argentino en el corto y medio plazo en los volúmenes que la Unión necesita para poder diversificar su abanico de importadores ante la potencial desconexión del gas ruso.

#### 5. Venezuela

La invasión de Ucrania por Rusia ha tenido efectos positivos para algunos países exportadores de hidrocarburos. El más claro en nuestro entorno ha sido Argelia, que además es tradicional aliado de la Federación Rusa y que se ha visto beneficiado del giro de la UE en busca de otros proveedores para sus necesidades de hidrocarburos fósiles. Podría pensarse que otro beneficiado de esta situación y también aliado de la Federación Rusa ha sido Venezuela.

Venezuela tiene reservas calculadas en 172.300 millones de barriles de petróleo y 200.000 millones de pies cúbicos (Bpc) de gas, según el estudio *Statistical Review of Energy*, elaborado por BP<sup>81</sup>.

El país se encontraba a principios de 2022 con una situación de aislamiento a nivel internacional, consecuencia de la represión de las protestas populares de los años 2014, 2017, 2019 y 2020. Esta situación tuvo como una de sus consecuencias la imposición de una serie de sanciones, algunas de las cuales afectaban a sus

<sup>81</sup> *Statistical Review of World Energy 2021*. 70<sup>th</sup> edition, p. 15. [Consulta: 1 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>

exportaciones de hidrocarburos fósiles, incluyendo embarcaciones de transporte del mismo.

Las sanciones a Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) desde agosto de 2017, pero sobre todo las de enero y agosto de 2019 con la Administración Trump, incluyen la cancelación de sus contratos con PDVSA y la cesión de su filial al adversario político de Maduro, Juan Guaidó, apoyado por Occidente hasta hace poco. Las sanciones han sido de dos tipos: dirigidas a altos cargos del régimen y también generales contra entidades bancarias y la citada PDVSA. El impacto es difícil de calcular en detalle, debido a la opacidad del régimen y la dificultad de obtener datos contrastados de cuánto petróleo vende Venezuela en la actualidad.

A esta situación se añade la crisis energética derivada de los países dependientes de Petrocaribe. Este organismo internacional, fundado a iniciativa de Venezuela y formado por dieciséis países, tiene como mayor proveedor de gas y petróleo a Venezuela. Al reducirse su producción se reduce su aportación, afectando a República Dominicana, Guatemala, Costa Rica, El Salvador, Haití, Honduras y Nicaragua, a través de los convenios bilaterales firmados entre Venezuela y los citados países. El Acuerdo de Cooperación de Petrocaribe permitía a PDVSA abastecer el 43% de la demanda energética de 16 países<sup>82</sup>.

Como decíamos, cabría esperar que la invasión de Ucrania relajara las sanciones con respecto al régimen de Nicolás Maduro como consecuencia de que Occidente y, en particular, la UE busquen alternativas al petróleo ruso.

Según datos de la OPEP, la producción de petróleo de Venezuela ha estado en una horquilla de entre 629 y 717 mil barriles al día. Esta es una producción mayor que las de 2020 y 2021, pero muy lejos de los más de dos millones de barriles que producía al día entre 2008 y 2016. Por tanto, el objetivo que tenía el Gobierno venezolano de alcanzar el millón de barriles por día se aleja de momento.

No obstante, parece que EE. UU. empieza a relajar esas medidas de alguna manera, puesto que empresas como Chevron<sup>83</sup> ya

<sup>82</sup> *Política exterior*. (2021). El colapso de la industria petrolera venezolana. Disponible en: <https://www.politicaexterna.com/el-colapso-de-la-industria-petrolera-venezolana/>

<sup>83</sup> *Banca y Negocios* (2023). La primera exportación en 4 años: Venezuela empezó a cargar petróleo pesado para enviar a EEUU. Disponible en: <https://www.bancaynegocios.com/la-primera-exportacion-en-4-anos-venezuela-empezo-a-cargar-petroleo-pesado-para-enviar-a-eeuu>

¿Puede Iberoamérica convertirse en una alternativa energética a Rusia?  
Los casos de México, Venezuela, Argentina o Brasil

importan petróleo desde Zulia, en Venezuela hasta su país. Esta situación rompe una tendencia que se llevaba alargando desde hace cuatro años. El Gobierno venezolano confía en que no solo EE. UU. sino también la UE relajen las sanciones y se produzca el impulso en las exportaciones y el acercamiento de empresas operadoras estadounidenses y europeas<sup>84</sup>. Otro ejemplo de esa política de relajamiento de sanciones es que en agosto de 2022 se autorizó, por parte de EE. UU., la exportación de gas licuado de petróleo venezolano hasta julio de 2023<sup>85</sup>.

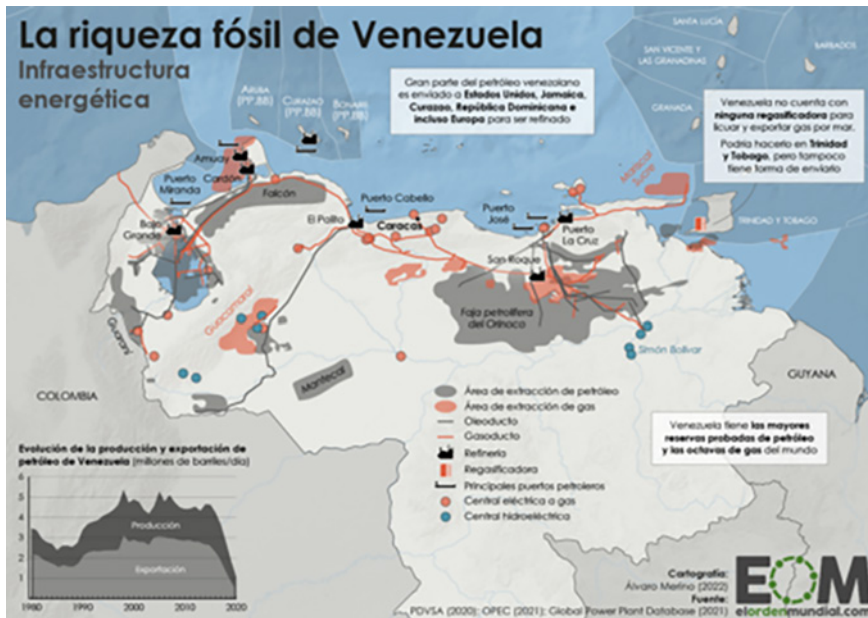


Figura 22. Riqueza fósil de Venezuela. Fuente: EOM

Como podemos ver en la figura 22, las principales cuencas petrolíferas de Venezuela son las siguientes:

- Maracaibo-Falcón al Oeste del país.
- Barinas Apure situada en el interior junto a la frontera colombiana.

<sup>84</sup> Banca y Negocios (2022). Petroleras en Venezuela, tras la estela de Chevron para disparar la producción. Disponible en: <https://www.bancaynegocios.com/petroleras-en-venezuela-tras-la-estela-de-chevron-para-disparar-la-produccion/>

<sup>85</sup> América Económica (2022). EEUU autoriza exportaciones a Venezuela de gas licuado de petróleo hasta julio de 2023. Disponible en: <https://americaeconomica.com/noticia/venezuela/eeuu-autoriza-exportaciones-a-venezuela-de-gas-licuado-de-petroleo-hasta-julio-de-2023.html>

- Cuenca oriental.
- Cuenca de Margarita.
- Cuenca de Tuy- Cariaco.



Figura 23. Fuente: PdVSA

Diversas empresas europeas, como ENI o REPSOL (ver figura 24), tienen proyectos de exploración y producción en Venezuela tanto en las cuencas continentales como *offshore*, como es el caso de del Proyecto Perla que es uno de los mayores campos de gas *offshore* de Iberoamérica. Actualmente se espera que la producción alcance los 1.200 millones de pies cúbicos de gas al día. También se pueden reseñar proyectos en el bloque Quiriquire Profundo, como podemos ver en la figura 24. Repsol tiene participación en la Faja Petrolífera del Orinoco (figura 25), que está considerado aún como el lugar donde se encuentran las mayores reservas de Venezuela, y también en una empresa del estado Zulia (Mené Grande, ver figura 24 al oeste, junto al lago Maracaibo).

Podemos observar en el gráfico el impacto de las sanciones y cómo EE. UU. pasó de ser el primer importador del petróleo venezolano a cesar la importación. Las exportaciones pasaron a dirigirse hacia Asia entonces.



¿Puede Iberoamérica convertirse en una alternativa energética a Rusia?  
Los casos de Méjico, Venezuela, Argentina o Brasil

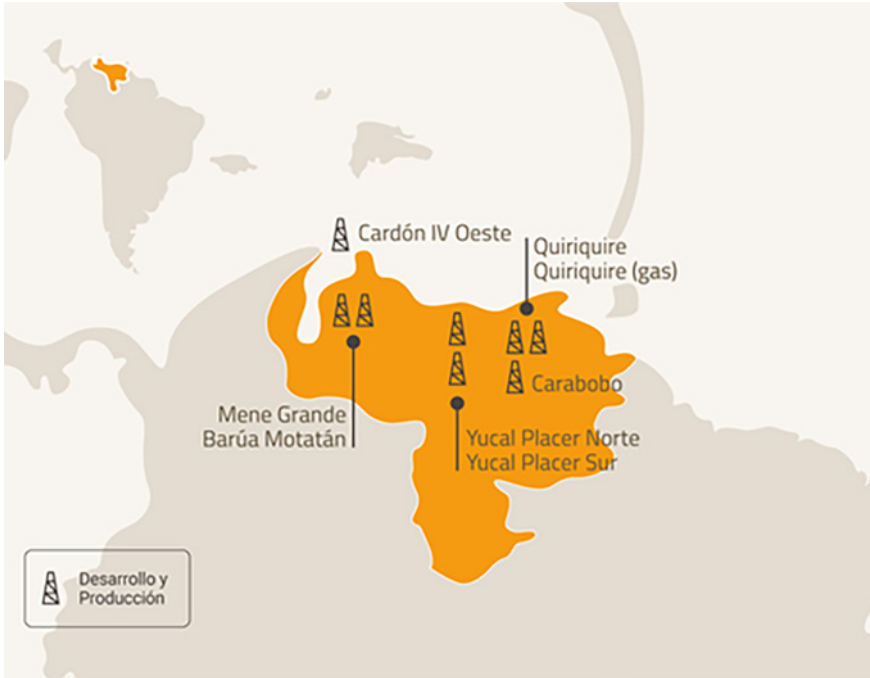


Figura 24. Fuente: Repsol

Hay que valorar también problemas derivados del tipo de petróleo que produce Venezuela. Este tipo de petróleo es pesado y tiene ciertas características que solo son compatibles con las instalaciones de algunos países, España entre ellos. Las empresas

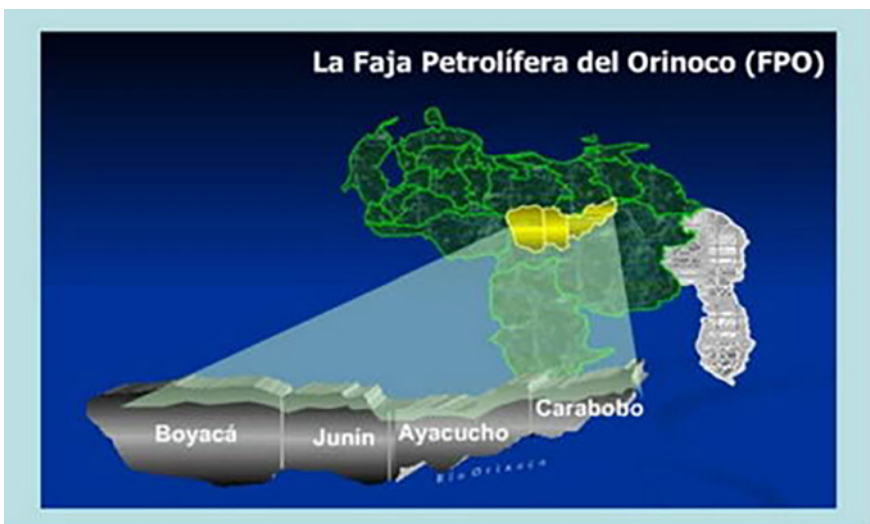


Figura 25. Faja petrolífera del Orinoco

Figure 3. Venezuela's exports of crude oil, January 2018-December 2019  
thousand barrels per day

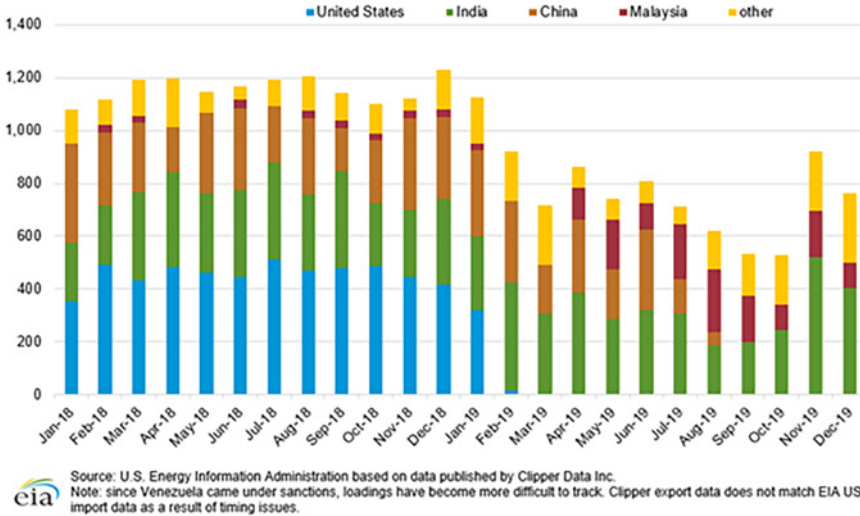


Figura 26. Destino de las exportaciones de petróleo de Venezuela. Fuente: EIA

Eni y Repsol<sup>86</sup> tienen infraestructuras adecuadas para el tratamiento del crudo Merey que proviene de Venezuela, pero muchos otros países de Europa no cuentan con refinerías que puedan tratar este crudo al estar acostumbradas a refinar otros crudos procedentes de Rusia o de Oriente Medio. También tiene otras opciones, como mezclarlo con otro petróleo más liviano, pero para eso PDVSA debería importar ese crudo liviano<sup>87</sup>.

### 5.1. Gas

Venezuela cuenta con grandes reservas de gas<sup>88</sup>, situándose en el octavo lugar a escala mundial, sus reservas de gas ascienden a

<sup>86</sup> Anadolu Agency Energy. (2022). Can Venezuela be alternative to compensate lost Russian oil? [Consulta: 13 de octubre de 2022]. Disponible en: <https://www.aa.com.tr/en/energy/international-relations/can-venezuela-be-alternative-to-compensate-lost-russian-oil/35552>

<sup>87</sup> El Universo. (2021). Crisis en Venezuela: a qué países vende petróleo el país sudamericano y por qué le es tan difícil llegar a otros mercados fuera de Estados Unidos. [Consulta: 13 de octubre de 2022]. Disponible en: <https://www.eluniverso.com/noticias/2021/01/21/nota/9596638/que-paises-vende-petroleo-venezuela/>

<sup>88</sup> Ministerio del Poder Popular del Petróleo. Gobierno de Venezuela. Somos gas. [Consulta: 13 de octubre de 2022]. Disponible en: <http://www.minpet.gob.ve/index.php/es-es/41-somos/somos-gas/68-somos-gas>

200,3 billones de pies cúbicos normales<sup>89</sup> (MMMPCN), que coincide con la valoración que hace la US Energy Information Administration de EE. UU.<sup>90 91</sup> En este caso, la producción va asociada a la de petróleo, por lo que a menor producción de petróleo menor producción de gas. Y a pesar de las reservas de gas localizadas en el norte del estado de Falcón y en la de Paria, la falta de inversiones lastra los proyectos pese a la situación de crisis energética mundial.

Al igual que lo anteriormente referido, para el petróleo, la producción de gas se ve restringida por una suma de factores, entre los que destaca el impacto de las sanciones occidentales que lleva asociado unas malas condiciones para la inversión extranjera, a lo que hay que añadir la incapacidad propia del país de desarrollar proyectos de gas para la exportación. A pesar de sus importantes reservas, Venezuela produce menos gas que Trinidad y Tobago. En algunos casos, como el de Repsol, han incrementado su producción de gas, pero en términos generales esta disminuye<sup>92</sup>.

En el caso de que se pudiera incrementar la explotación de las reservas de gas venezolanas, venciendo problemas de nivel político con EE. UU., la UE y tal vez con Colombia, habría que realizar fuertes inversiones en el sistema de distribución del país, empezando por gasoductos a Trinidad Tobago, para exportar desde allí a Europa, por ejemplo, o a Colombia, que ya tiene detectado que sus reservas de gas le durarán alrededor de una década.

## 5.2. Carbón

Venezuela ha tenido que recurrir a sus abundantes reservas de carbón para hacer frente a sus necesidades de energía. Las reservas venezolanas de carbón son las terceras reservas más grandes de Sudamérica. Incrementar la producción de carbón es la estrategia del Estado para mitigar el daño económico causado por la pérdida de ingresos por petroleros.

<sup>89</sup> 5663 bcm. [Consulta: 13 de octubre de 2022]. Disponible en: Convert trillion cubic feet to billion cubic metre - Conversion of Measurement Units (convertunits.com)

<sup>90</sup> International - U.S. Energy Information Administration (EIA) Consultado 13 de octubre de 2022

<sup>91</sup> <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> Pag 31. [Consultado el 26 de octubre de 2022]

<sup>92</sup> *Statistical Review of World Energy 2021*. 70<sup>th</sup> edition, p. 31. [Consulta: 26 de octubre de 2022]. Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>

### 5.3. Conclusión

A pesar de sus grandes reservas se puede afirmar que a corto y a medio plazo es muy improbable que Venezuela esté en condiciones de convertirse en exportador a Europa en las cantidades que esta necesita, puesto que, además, su situación política y el estado de sus infraestructuras no lo permiten.

Si su situación mejora y se relajan las sanciones y el gobierno venezolano incentiva las inversiones se podría incrementar notablemente su producción de petróleo y de gas. Esto no solucionará sus problemas de distribución (carece de centrales regasificadoras por ejemplo), pero podría contribuir a iniciar el desarrollo de infraestructuras que le permitieran dar salida a las enormes reservas que posee.



Figura 27. Extracciones de petróleo en el lago Maracaibo

## 6. Méjico

Méjico tiene un *mix* energético diverso, con importantes fuentes de petróleo, gas natural y energía renovable. El país es un importante productor de petróleo y también es rico en gas natural. Sin embargo, ha estado buscando diversificar su *mix* energético en

¿Puede Iberoamérica convertirse en una alternativa energética a Rusia?  
Los casos de México, Venezuela, Argentina o Brasil

los últimos años y ha realizado importantes inversiones en energía renovable, particularmente energía eólica y solar. El *mix* energético está dominado por el petróleo y el gas natural, siendo el petróleo el principal activo que representa casi la mitad del total.

Las principales cuencas productoras<sup>93</sup> son las siguientes:

- Nacional
- Burgos
- Cuencas del sureste
- Sabinas
- Tampico-misantla
- Veracruz.

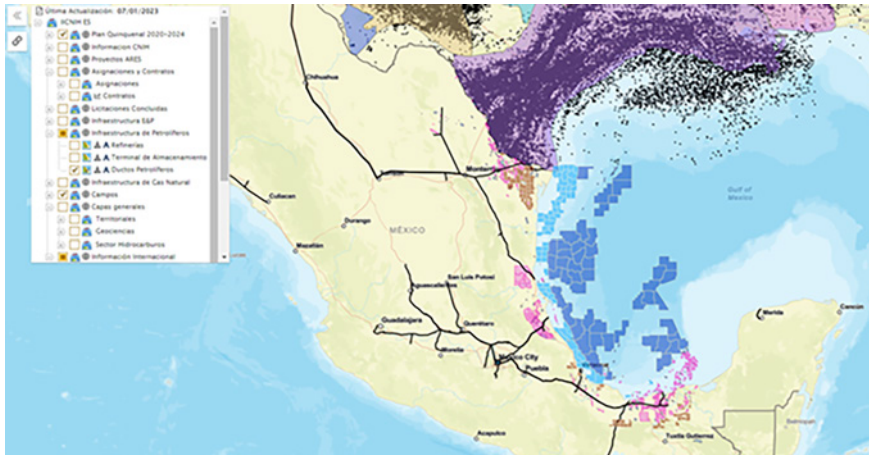


Figura 28. Mapa de yacimientos y cuencas en el Golfo de México. Fuente: Sistema de información de hidrocarburos del Gobierno de México<sup>94</sup>

El país tiene una serie de desafíos en términos de su sector energético, incluida la dependencia de la energía importada, la falta de inversión en nueva infraestructura energética y el acceso limitado a la electricidad en algunas áreas rurales. Las ganancias de eficiencia del país azteca desde 2000 han reducido las importaciones de carbón y gas en un 2%. Esta situación se ha logrado

<sup>93</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos. Sistema de Información de Hidrocarburos. (2020). Producción por Cuenca y Ubicación. [Consulta: 2 de enero de 2023]. Disponible en: <https://sih.hidrocarburos.gob.mx/>

<sup>94</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos. Mapa de Hidrocarburos. Consulta: 2 de enero de 2023]. Disponible en: <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>

principalmente desde el sector doméstico, seguido del transporte de pasajeros.

En relación al carbón, Méjico es un productor menor y representa una pequeña porción del *mix* energético del país. Según la Agencia Internacional de Energía, en 2019, el carbón representó alrededor del 4% del suministro total de energía primaria de Méjico.

Veamos a continuación el diseño de la política energética mejicana.

La reforma más importante que se ha tomado hasta la fecha en el sector energético en el país fue iniciada en 2013 por el entonces presidente Enrique Peña Nieto. Esa reforma dotó de una nueva naturaleza jurídica a Petróleos Mexicanos (PEMEX) y a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), convirtiéndolas en Empresas Productivas del Estado con capacidad de asociarse con entes privados. La reforma muestra una estructura, en la cual encontramos, a nivel gubernamental, la Secretaría de Energía (SENER). La SENER<sup>95</sup> es responsable de la conducción de la política energética del país. Por debajo de ella y referidas al objeto del estudio de este capítulo nos interesa la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y el Centro Nacional de Gas Natural (CENAGAS).

El CNH tiene como objetivos principales garantizar la maximización del valor de los hidrocarburos del país e impulsar el aumento de las reservas de hidrocarburos y del potencial petrolero del país. Por debajo de ella encontramos el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH)<sup>96</sup>. El CNIH es la Unidad de la Comisión Nacional de Hidrocarburos responsable de recabar, administrar, analizar y publicar la información sobre las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en el territorio nacional. En la redacción de este capítulo nos ha sido muy útil como fuente de consulta.

El CENAGAS<sup>97</sup> tiene como función principal administrar y operar el sistema de transporte y almacenamiento de gas natural. Tiene bajo su responsabilidad la red de gasoductos.

<sup>95</sup> Gobierno de México. ¿Qué hacemos? [Consulta: 2 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/que-hacemos>

<sup>96</sup> Gobierno de México. Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH). [Consulta: 2 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.gob.mx/cnh/articulos/centro-nacional-de-informacion-de-hidrocarburos-cnih-64831>

<sup>97</sup> Gobierno de México. [Consulta: 2 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.gob.mx/cenagas>

Al igual que Petrobras para Brasil, PDVSA para Venezuela, PEMEX (Petróleos Mexicanos) es la compañía petrolera estatal de México. Es una de las compañías petroleras más grandes del mundo y es un jugador importante en el mercado mundial del petróleo. PEMEX es responsable de la exploración, producción, refinamiento y distribución de petróleo y gas natural en México. Fue fundada en 1938 y tiene una larga historia de producción de petróleo y gas natural en México. Es un importante contribuyente a la economía del país y es una importante fuente de ingresos para el gobierno mejicano.

No podemos terminar esta introducción al sector energético de México sin revisar lo que dice el *Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024*,<sup>98</sup> en su apartado correspondiente al rescate del sector energético:

«La reforma energética impuesta por el régimen anterior causó un daño gravísimo a Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad, empresas productivas del Estado que ya venían sufriendo el embate de los designios privatizadores. En el sexenio pasado la producción petrolera cayó en una forma tan sostenida que México pasó de ser exportador a importador de crudo y combustibles refinados».

En el mismo apartado se reitera el «propósito de importancia estratégica para la presente administración que significa el rescate de PEMEX y la CFE para que vuelvan a operar como palancas del desarrollo nacional». Para ello se proponen invertir en mantenimiento de las refinerías existentes y la construcción de una nueva refinería, así como la modernización de las infraestructuras generadoras de electricidad en particular las hidroeléctricas.

## 6.1. Petróleo

México es un importante país productor de petróleo y uno de los mayores exportadores del mundo. Las exportaciones de petróleo son una fuente importante de ingresos para el país, y el Gobierno mejicano, históricamente, ha dependido en gran medida del sector petrolero para su presupuesto. No obstante, es un importador neto de productos refinados del petróleo<sup>99</sup>.

<sup>98</sup> *Diario Oficial de la Federación*. Secretaría de la Gobernación. (2019). Plan nacional de Desarrollo 2019-2024. ? [Consulta: 2 de enero de 2023]. Disponible en: [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5565599&fecha=12/07/2019#gsc.tab=0](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5565599&fecha=12/07/2019#gsc.tab=0)

<sup>99</sup> EIA. [Consulta: 2 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.eia.gov/international-U.S. Energy Information Administration EIA>

El uso de petróleo para la generación de electricidad ha disminuido drásticamente en los últimos 15 años, pero sigue siendo más alto que en muchos otros países de la IEA. Ello es debido, entre otras causas, al auge de las renovables. Esta situación permite a Méjico destinar mayores cantidades de petróleo para exportación<sup>100</sup>.

Según el balance de BP, la producción de Méjico en 2021 ha sido de 1,928 millones de barriles diarios, lo que lo coloca como el undécimo productor de petróleo a nivel mundial. Sin embargo, a pesar de este dato, su producción se encuentra muy atrás de la de EE. UU. y lejos también de la producción de Canadá y Brasil<sup>101</sup>.

La mayor parte de la producción nacional de petróleo se produce frente a la costa oriental de la Bahía de Campeche en el Golfo de Méjico. El centro de producción más grande es la región Marina del Noreste, que consiste en los complejos Ku-Maloob-Zaap (KMZ) y Cantarell. El complejo de Cantarell, que solía ser el segundo campo petrolero productor más grande del mundo, combinado con KMZ, produjo aproximadamente 1 millón de barriles diarios en 2019, o el 60%, de la producción de petróleo crudo y condensado total<sup>102</sup>.

Aunque se cree que hay reservas de hidrocarburos en el presal del Golfo de Méjico, en particular en las aguas de Méjico próximas al Yucatán, su exploración y explotación no están desarrolladas como lo está la explotación del presal brasileño. La exploración y explotación de aguas profundas se realiza en la actualidad en la zona de Tamaulipas con el ejemplo de campo Trión, que es operado por empresas australianas<sup>103</sup>.

La mayor parte de la producción nacional es crudo maya, que se considera crudo pesado y en menor medida produce crudo itsmo y olmeca, que son más ligeros. Como comentamos en el capítulo de Venezuela, no todas las refinerías europeas están preparadas

<sup>100</sup> EIA. (2020). Mexico. [Consulta: 2 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.iea.org/countries/mexico>

<sup>101</sup> *Statistical Review of World Energy 2021*. 70<sup>th</sup> edition. [Consulta: 2 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>

<sup>102</sup> EIA. (2020). Mexico. Executive Summary. [Consulta: 2 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.eia.gov/international/analysis/country/MEX>

<sup>103</sup> Milenio. (2022). Petrolera australiana Woodside adquiere el campo petrolero Trión, frente a Tamaulipas. [Consulta: 2 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.milenio.com/negocios/petrolera-woodside-adquiere-campo-petrolero-trion-frente-tamaulipas>



para recibir crudo de estas características y, por tanto, se reduce su mercado.

De hecho, la mayoría de las exportaciones de petróleo crudo de México a los Estados Unidos son crudo maya. México retiene la mayor parte de la producción de su producción de crudo más ligeros (istmo y olmeca) para el consumo interno. Estados Unidos recibió la mayor parte de las exportaciones de petróleo de México, debido a la proximidad de los dos países y a la capacidad de refinación de las refinerías estadounidenses en la Costa del Golfo capaces de procesar los crudos mayas más pesados<sup>104</sup>.

Es importante reseñar que México no es miembro de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Los principales mercados de exportación de petróleo del país son Estados Unidos, Canadá y Brasil, y también exporta a otros países de América Latina, Asia y Europa. Las exportaciones de petróleo han disminuido en los últimos años debido a una serie de factores, incluida la disminución de la producción en campos petroleros muy antiguos, la falta de inversión en nuevas exploraciones y producciones y el aumento de la competencia de otros países.

En su informe de prospectiva,<sup>105</sup> publicado en su página web, el CNIH valora tres escenarios de producción, alto, medio y bajo. En estas gráficas, la horquilla de producción prevista por las autoridades del país es de 2,076 millones de barriles diarios para el escenario más favorable y 1,836 millones de barriles diarios para el menos optimista.

Sin embargo, las autoridades políticas del país han anunciado en diversas ocasiones, y en particular a finales de 2021, que para 2023 México tiene la intención de dejar de exportar crudo<sup>106</sup> y la desaparición de la filial de PEMEX, la empresa comercializadora PEMEX Comercio Internacional (PMI)<sup>107</sup>. Esta decisión fue

<sup>104</sup> EIA. (2020). Mexico. Executive Summary. [Consulta: 2 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.eia.gov/international/analysis/country/MEX>

<sup>105</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2022). Prospectiva de Producción (2022-2028). [Consulta: 19 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://hidrocarburos.gob.mx/media/5452/reporte-prospectiva-3er-trim-2022.pdf>

<sup>106</sup> *Milenio*. [Consulta: 9 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.milenio.com/negocios/mexico-conviene-dejar-exportar-petroleo-pmi->

<sup>107</sup> *El Economista*. (2022). Dejar de exportar crudo mexicano – fatal error. [Consulta: 9 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.economista.com.mx/opinion/Dejar-de-exportar-crudo-mexicano---fatal-error-20220926-0105.html>

**Volumen de las exportaciones de petróleo crudo**

(miles de barriles diarios)

	Total	Istmo	Maya <sup>a</sup>	Olmeca	Por región		
					América	Europa	Lejano Oriente <sup>b</sup>
<b>2017</b>	<b>1,174</b>	<b>86</b>	<b>1,069</b>	<b>19</b>	<b>638</b>	<b>219</b>	<b>317</b>
2018	1,184	31	1,153	0	673	199	311
2019	1,103	4	1,099	0	607	182	315
<b>2020</b>	<b>1,120</b>	<b>140</b>	<b>900</b>	<b>0</b>	<b>600</b>	<b>163</b>	<b>236</b>
Enero	1,260	48	1,212	0	754	161	345
Febrero	1,093	103	990	0	587	101	406
Marzo	1,144	66	1,070	0	762	225	167
Abril	1,178	133	1,046	0	589	133	456
Mayo	1,062	109	952	0	871	129	62
Junio	1,114	162	962	0	716	133	266
Julio	1,050	183	888	0	614	161	275
Agosto	1,190	204	986	0	731	194	266
Septiembre	1,023	181	842	0	540	193	290
Octubre	908	66	842	0	477	128	302
Noviembre	1,171	180	991	0	624	233	315
Diciembre	1,347	273	970	0	643	168	440
<b>2021</b>	<b>1,018</b>	<b>181</b>	<b>837</b>	<b>0</b>	<b>579</b>	<b>142</b>	<b>296</b>
Enero	979	141	838	0	566	130	282
Febrero	1,006	158	848	0	583	140	282
Marzo	925	124	801	0	479	161	285
Abril	923	114	809	0	561	135	227
Mayo	1,031	128	902	0	584	129	317
Junio	1,106	211	895	0	694	149	263
Julio	1,172	290	882	0	710	145	317
Agosto	1,098	221	876	0	551	159	388
Septiembre	983	176	806	0	651	116	215
Octubre	935	195	740	0	491	129	315
Noviembre	1,025	180	844	0	568	132	324
Diciembre	1,037	234	802	0	512	176	348
<b>2022</b>	<b>958</b>	<b>285</b>	<b>673</b>	<b>0</b>	<b>639</b>	<b>110</b>	<b>209</b>
Enero	832	249	584	0	611	126	95
Febrero	925	207	718	0	682	71	171
Marzo	905	220	685	0	650	95	160
Abril	1,024	351	672	0	585	109	330
Mayo	964	283	681	0	740	32	192
Junio	1,029	293	736	0	664	167	198
Julio	1,061	399	662	0	684	97	280
Agosto	915	286	629	0	671	81	163
Septiembre	1,021	289	732	0	580	150	292
Octubre	971	207	664	0	651	112	200
Noviembre	894	302	592	0	499	181	214

a. Incluye crudo Altamira y Talam.  
b. Incluye otros destinos.

Figura 29. Evolución de las exportaciones de petróleo y destino. Fuente: PEMEX<sup>108</sup>

reconsiderada por las autoridades gubernamentales debido al alza de los precios derivada de la invasión rusa a Ucrania<sup>109</sup>.

<sup>108</sup> Petróleos Mexicanos. Estadísticas petroleras. [Consulta: 19 de diciembre de 2022]. Disponible en: [https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/evolexporta\\_esp.pdf](https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/evolexporta_esp.pdf)

<sup>109</sup> Bloomberg Línea. (2022) México seguirá exportando petróleo durante 2023, proyecta Hacienda. [Consulta: 19 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://www.bloomberglinea.com/2022/04/04/mexico-seguira-exportando-petroleo-durante-2023-proyecta-hacienda/>

## ¿Puede Iberoamérica convertirse en una alternativa energética a Rusia? Los casos de México, Venezuela, Argentina o Brasil

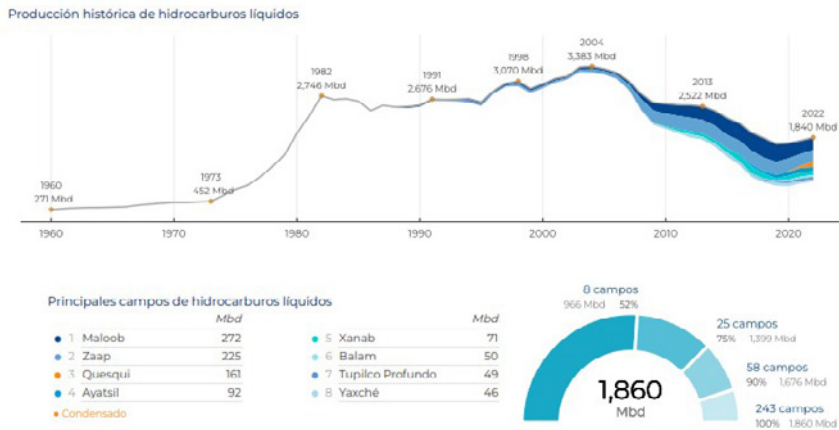


Figura 30. Producción de hidrocarburos líquidos 1960-2022. Fuente: CNH<sup>110</sup>

Si finalmente, debido a la bajada de los precios del petróleo o de otros motivos, la decisión fuese ejecutada, tendría un considerable impacto en la situación de crisis energética mundial agravada por la invasión rusa de Ucrania y la voluntad de la UE de desconectarse de los hidrocarburos rusos.

No solamente la UE (en particular, España, ya que México es su segundo exportador<sup>111</sup>) se encontraría con un potencial proveedor menos, sino que además habría que ir a buscar otro suministrador que le sustituyera con el impacto que seguramente tendrá en el coste del recurso.

### 6.2. Gas

México tiene importantes reservas de gas natural y es un notable importador productor y exportador. El gas natural es una fuente importante de energía en este país y tiene una infraestructura bien desarrollada para la producción, transmisión y distribución de este valioso recurso. Sus reservas se encuentran principalmente en el Golfo de México y en los estados de Veracruz y

<sup>110</sup> Centro Nacional de Hidrocarburos. Producción por cuenca y ubicación. [Consulta: 20 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>

<sup>111</sup> Statista. (2022). Distribución porcentual del petróleo importado por España en 2021, por país de origen. [Consulta: 19 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://es.statista.com/estadisticas/947555/principales-paises-exportadores-de-petroleo-a-espana/>

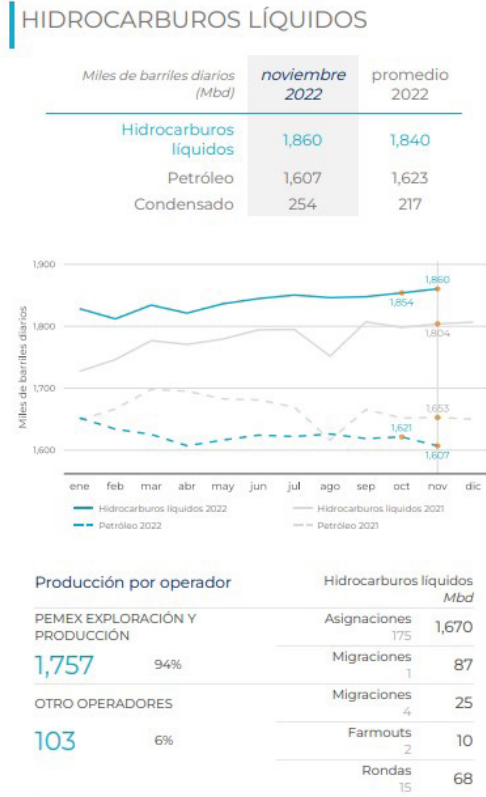


Figura 31. Producción de hidrocarburos líquidos 2021-2022. Fuente: CNIH<sup>112</sup>

Tabasco. Los principales productores de gas natural del país son la empresa estatal PEMEX y varias empresas privadas.

Pondremos como ejemplo el campo de Lakach, donde PEMEX<sup>113</sup> y New Fortress esperan extraer importantes cantidades de gas con esta inversión. Un gran campo gasífero como Lakach debiera incrementar muy notablemente la producción de PEMEX. El desarrollo de sus capacidades en aguas profundas desde 2014 le ha ido permitiendo a la empresa ir reduciendo la brecha tecnológica en este tipo de proyectos. El proyecto fue abandonado por baja rentabilidad de la extracción del gas, pero ahora se retoma

<sup>112</sup> Centro Nacional de Hidrocarburos. Producción por cuenca y ubicación. [Consulta: 20 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>

<sup>113</sup> Veracruz. Gobierno del Estado. Reactivación Proyecto Lakach-Pemex. [Consulta: 5 de enero de 2023]. Disponible en: <http://aeev.veracruz.gob.mx/lakach-pemex/>

## ¿Puede Iberoamérica convertirse en una alternativa energética a Rusia? Los casos de México, Venezuela, Argentina o Brasil

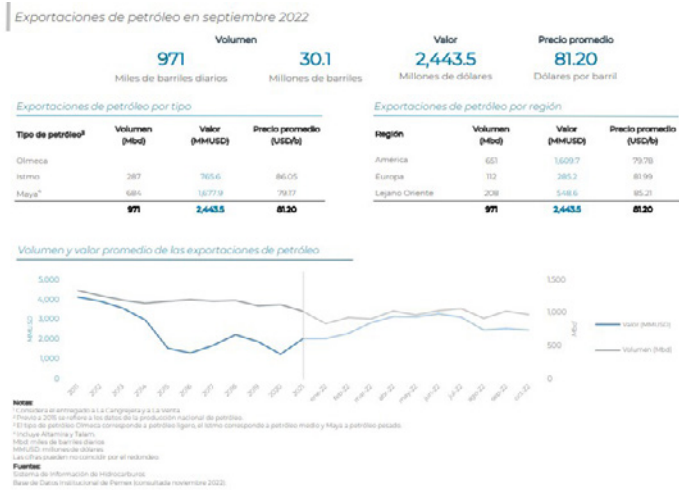


Figura 32. Exportaciones de petróleo 2011-Oct 2022. Fuente: CNH<sup>114</sup>

en consorcio con empresas estadounidenses<sup>115</sup> más avanzadas tecnológicamente. El objetivo es que dos tercios de la producción de gas se destinen a exportación de gas licuado de petróleo.



Figura 33. Ubicación del campo de Lakach<sup>116</sup>

<sup>114</sup> Centro Nacional de Hidrocarburos. Producción por cuenca y ubicación. [Consulta: 20 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>

<sup>115</sup> Expansión. (2022). La mayor parte de la producción de Lakach no quedará en manos de Pemex. [Consulta: 5 de enero de 2023]. Disponible en: <https://expansion.mx/empresas/2022/11/09/produccion-lakach-pemex-new-fortress-energy>

<sup>116</sup> Veracruz. Gobierno del Estado. Reactivación Proyecto Lakach-Pemex. [Consulta: 5 de enero de 2023]. Disponible en: <http://aeev.veracruz.gob.mx/lakach-pemex/>

Figure 4. Mexico's dry natural gas production and consumption, 2009–2019  
trillion cubic feet

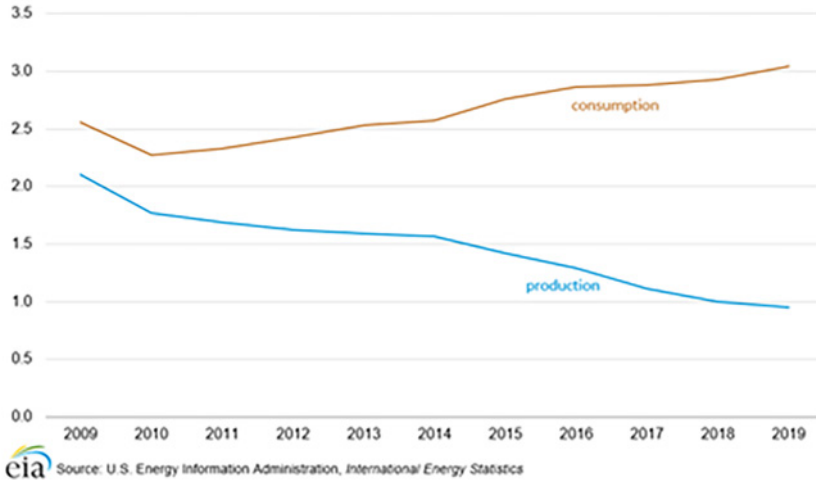


Figura 34. Diferencia entre producción y consumo de gas natural de Méjico. Fuente: EIA<sup>117</sup>

Méjico exporta una parte significativa de su producción de gas natural, siendo Estados Unidos el principal destino de las exportaciones. El país también importa gas natural de los Estados Uni-

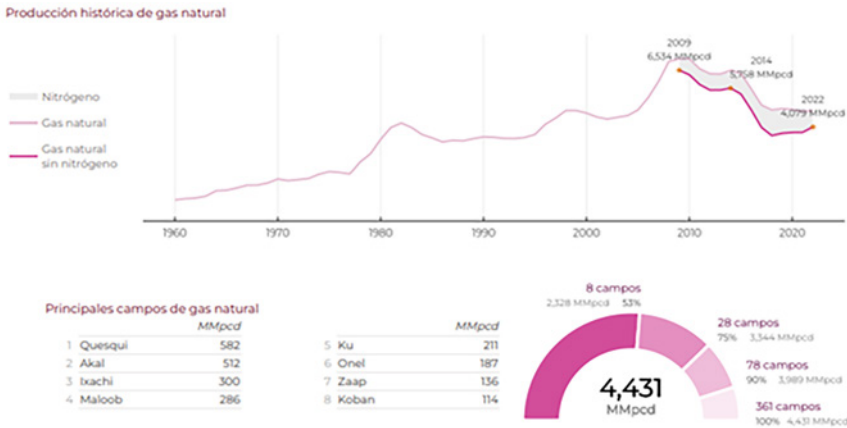


Figura 35. Producción de gas natural 1960-2022. Fuente: CNIH<sup>118</sup>

<sup>117</sup> EIA. (2020). Mexico. Executive Summary. [Consulta: 5 de enero de 2023]. Disponible en: <https://www.eia.gov/international/analysis/country/MEX>

<sup>118</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos (2022). Prospectiva de Producción 2022-2028). [Consulta: 20 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>

¿Puede Iberoamérica convertirse en una alternativa energética a Rusia?  
Los casos de México, Venezuela, Argentina o Brasil

dos para satisfacer la demanda interna. México tiene un sector eléctrico de rápido crecimiento, con una demanda que aumenta en promedio un 1,6% anual desde 2000. El gas natural es la principal fuente de electricidad, una gran parte importada de los



Figura 36. Pozos operando en 2022 en México. Fuente: CNIH<sup>119</sup>

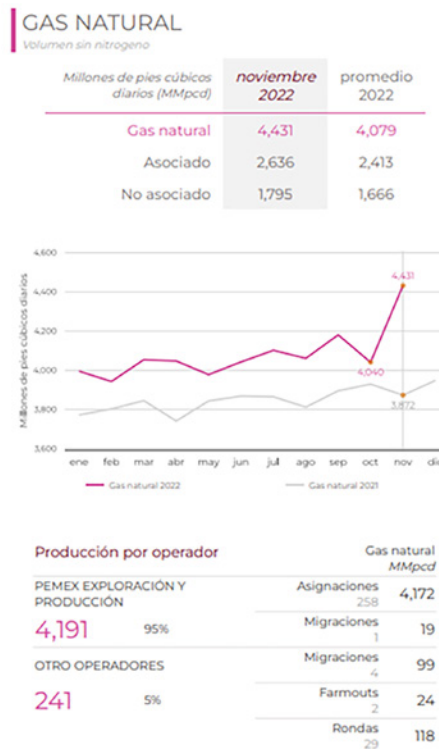


Figura 37. Producción de gas natural 2021-2022. Fuente: CNIH<sup>120</sup>

<sup>119</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos (2022). Prospectiva de Producción 2022-2028). [Consulta: 20 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>

<sup>120</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos (2022). Prospectiva de Producción 2022-2028). [Consulta: 20 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://hidrocarburos.gob.mx/estadisticas/>

Estados Unidos y que se beneficia de los bajos precios del gas en América del Norte.

En el informe de prospectiva<sup>121</sup> publicado en su página web, el CNIH valora tres escenarios de producción, alto, medio y bajo. En estas gráficas, la horquilla de producción prevista por las autoridades del país es de un incremento hasta las 4, 234 bcm para el escenario más favorable y 3,392 bcm para el menos optimista.

### 6.3. Conclusión

Méjico es un importante productor de energía y tiene el potencial de ser un mayor proveedor de energía para la Unión Europea (UE), como ya lo es para España. Las dos regiones tienen una fuerte relación comercial en energía. Méjico es el cuarto mayor proveedor de petróleo crudo de la UE y el quinto mayor proveedor de gas natural.

Sin embargo, tampoco en este caso Méjico puede convertirse en el salvavidas que la UE necesita para desconectar de los hidrocarburos rusos. No solamente la producción no lo permite, sino que la voluntad política a medio plazo es terminar con las exportaciones de crudo. La producción de gas natural va orientada a la generación doméstica de electricidad, de forma que tampoco es una solución para la UE.

## 7. Conclusiones finales

Como hemos podido ver, los países analizados tienen diferentes situaciones en términos de excedentes de hidrocarburos, pero inicialmente están pensados para su propio consumo y solamente la coyuntura de altos precios les anima a la exportación. Las cantidades de hidrocarburos que están en condiciones de exportar en estos momentos y a corto y medio plazo no son suficientes para cubrir la desconexión de los hidrocarburos rusos, pero sí que pueden contribuir en algún caso a hacerlo. No obstante, las producciones e infraestructuras de otros países americanos como EE. UU. o Canadá ponen a los países analizados en condiciones de inferioridad.

---

<sup>121</sup> Comisión Nacional de Hidrocarburos (2022). Prospectiva de Producción 2022-2028). [Consulta: 20 de diciembre de 2022]. Disponible en: <https://hidrocarburos.gob.mx/media/5452/reporte-prospectiva-3er-trim-2022.pdf>



¿Puede Iberoamérica convertirse en una alternativa energética a Rusia?  
Los casos de Méjico, Venezuela, Argentina o Brasil

Es posible que la UE pueda beneficiarse del petróleo brasileño o venezolano, del gas argentino en el futuro, pero de momento y a corto plazo el eje de diversificación planteado por la UE debe buscar en otros mercados.