

Energía y Geoestrategia 2023

Instituto Español de Estudios Estratégicos

Comité Español del Consejo Mundial de la Energía
Club Español de la Energía

MINISTERIO DE DEFENSA

WORLD ENERGY COUNCIL | COMITÉ ESPAÑOL

Club Español de la Energía

ieee.es
Instituto Español de Estudios Estratégicos

Patrocinador principal

REPSOL

Patrocinador

CEPSA

Energía y Geoestrategia 2023

Instituto Español de Estudios Estratégicos

Comité Español del Consejo Mundial de la Energía
Club Español de la Energía

MINISTERIO DE DEFENSA

Catálogo de Publicaciones de Defensa
https://publicaciones.defensa.gob.es

Catálogo de Publicaciones de la Administración General del Estado
https://cpage.mpr.gob.es

publicaciones.defensa.gob.es

cpage.mpr.gob.es

Edita:

MINISTERIO DE DEFENSA
SUBSECRETARÍA DE DEFENSA
SECRETARÍA GENERAL TÉCNICA

Paseo de la Castellana 109, 28046 Madrid

© Autores y editor, 2023

NIPO 083-16-249-2 (edición impresa)
ISSN 2697-2174 (edición impresa)

NIPO 083-18-071-7 (edición en línea)
ISSN 2697-2182 (edición en línea)

Depósito legal M 3928-2014
Fecha de edición: abril de 2023
Maqueta e imprime: Imprenta Ministerio de Defensa

Las opiniones emitidas en esta publicación son de exclusiva responsabilidad de los autores de la misma.
Los derechos de explotación de esta obra están amparados por la Ley de Propiedad Intelectual. Ninguna de las partes de la misma puede ser reproducida, almacenada ni transmitida en ninguna forma ni por medio alguno, electrónico, mecánico o de grabación, incluido fotocopias, o por cualquier otra forma, sin permiso previo, expreso y por escrito de los titulares del copyright ©.

En esta edición se ha utilizado papel procedente de bosques gestionados de forma sostenible y fuentes controladas.

ÍNDICE

Página

Introducción 9
Claudio Aranzadi

Entrevista con la vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico del Gobierno de España, Dña. Teresa Ribera Rodríguez 33

Capítulo primero 49

El efecto de los *shocks* energéticos en las economías nacionales 49
Trevor Tombe

1. Introducción 55
2. Producción y consumo energéticos mundiales 61
3. Efectos directos de los precios de la energía 68
   3.1. Energía e inflación 69
   3.2. Costes de producción 73
   3.3. *Shocks* energéticos y ventaja comparativa internacional 75
4. Efectos indirectos a través de las cadenas de suministro globales 77
   4.1. Cadenas de suministro globales 77
   4.2. Energía implícita: álgebra 78
   4.3. Energía implícita: datos 80
   4.4. Patrones de comercialización y balances energéticos globales 85
5. Conclusión 89

Referencias 90

Capítulo segundo 93

Ecocombustibles y combustibles sintéticos y su papel ante el panorama actual 93
Berta Cabello Calvo

1. Introducción 99
2. Los combustibles renovables 102

Página

3. Ventajas de los combustibles renovables ... 103
4. Cambio climático, alternativas ... 105
5. La oportunidad de los combustibles renovables para la trasformación industrial ... 109
6. Apoyo a la economía circular ... 113
7. Los biocombustibles ... 116
   7.1. Ruta lipídica ... 117
   7.2. Ruta biológica ... 118
   7.3. Ruta termoquímica ... 119
8. Integración con la industria química y la fabricación de materiales ... 120
9. Hidrógeno renovable ... 122
   9.1. Producción de hidrógeno renovable ... 123
      9.1.1. Hidrógeno a partir de agua y electricidad renovable ... 123
      9.1.2. Hidrógeno a partir de gas natural, biogás u otras materias primas ... 123
   9.2. Usos del hidrógeno renovable ... 124
      9.2.1. Industria ... 124
      9.2.2. Integración sectorial ... 125
      9.2.3. Movilidad ... 125
10. Combustibles sintéticos ... 126
   10.1. Captura de CO_2 ... 126
   10.2. E-metano ... 128
   10.3. E-metanol ... 128
   10.4. E-destilados: síntesis mediante Fischer-Tropsch ... 128
11. Regulación y demanda ... 129
   11.1. Pacto Verde Europeo (European Green Deal) ... 130
   11.2. Directiva de Energías Renovables (RED II) ... 132
   11.3. RDL 6/2022 (Trasposición artículo 7 bis de Fuel Quality Directive) ... 133
   11.4. Fuel EU Maritime ... 134
   11.5. ReFuel EU Aviation ... 135
   11.6. Incentivos financieros: Fondos NextGen de la UE e Inflation Reduction Act (IRA) ... 136
12. Seguridad de suministro ... 138
13. Los combustibles renovables en el mundo ... 141
14. Conclusiones ... 144

Capítulo tercero ... 147

La energía nuclear en la transición energética ... 147

Cayetano López

1. El contexto energético global ... 153
2. El cambio climático ... 155
3. Energías renovables y nucleares ... 157
4. Un esquema sostenible ... 159
5. Generación de electricidad ... 165
6. La energía nuclear en el mundo hoy ... 167
7. Tecnología nuclear ... 171
8. La prolongación de la vida de los reactores existentes ... 180

Página

9. Residuos radiactivos ... 182
10. Conclusión ... 186

Capítulo cuarto ... 189

El Cáucaso en la estrategia europea de desacoplamiento energético ... 189

Felipe Sánchez Tapia

1. Introducción ... 195
2. Una estrategia europea de desacoplamiento energético ... 197
   2.1. Europa y la crisis energética ... 197
   2.2. La respuesta europea ... 202
      2.2.1. La respuesta inmediata: acciones punitivas ... 203
      2.2.2. La estrategia: soluciones a medio y largo plazo ... 205
      2.2.3. Medidas de «control de daños» ... 207
   2.3. Distintos problemas, distintas soluciones ... 209
      2.3.1. El problema del petróleo ... 209
      2.3.2. El problema del gas ... 212
      2.3.3. Un balance provisional (situación a 1 de enero de 2023) ... 214
3. El Cáucaso-Caspio como reserva de hidrocarburos ... 217
   3.1. Los recursos de la cuenca del Caspio ... 217
   3.2. La infraestructura para exportación ... 219
      3.2.1. Red de oleoductos ... 219
      3.2.2. Red de gasoductos ... 222
   3.3. Contribución actual de la región Cáucaso-Caspio y posibilidades de futuro ... 227
4. La geopolítica de la región Cáucaso-Caspio (CC): el nuevo gran juego ... 232
   4.1. Los herederos de la URSS ... 233
      4.1.1. Georgia ... 234
      4.1.2. Armenia ... 235
      4.1.3. Azerbaiyán ... 236
      4.1.4. Federación Rusa ... 240
   4.2. Las potencias históricas: Turquía e Irán ... 245
   4.3. Los actores externos: la UE y Estados Unidos ... 247
   4.4. China ... 251
5. Impacto de la guerra de Ucrania ... 252
6. Conclusiones ... 260
   6.1. Reflexión final ... 265

Referencias ... 266

Abreviaturas ... 270

Capítulo quinto ... 273

¿Puede Iberoamérica convertirse en una alternativa energética a Rusia? Los casos de Méjico, Venezuela, Argentina o Brasil ... 273

Pablo Ahedo Cordón

1. Introducción ... 279
2. Situación de flujos de energía hacia Europa (UE) desde Rusia en 2021 ... 279
   2.1. Pasos seguidos por la UE desde 2015 hasta la actualidad en relación con la Energy Union ... 282
   2.2. Situación actual en la UE tras la invasión de Ucrania ... 285

Página

2.3. Compromiso energético de la UE en un mundo cambiante ... 289
3. Brasil ... 293
3.1. La Cuenca de Santos ... 299
3.2. La Cuenca de Campos ... 300
3.3. Gas ... 301
3.4. Conclusión ... 304
4. Argentina ... 304
4.1. Petróleo ... 307
4.3. Prospectiva: escenarios 2030 ... 313
4.4. Vaca Muerta ... 315
4.5. Conclusión ... 317
5 Venezuela ... 317
5.1. Gas ... 322
5.2. Carbón ... 323
5.3. Conclusión ... 324
6. Méjico ... 324
6.1. Petróleo ... 327
6.2. Gas ... 331
6.3. Conclusión ... 336
7. Conclusiones finales ... 336

Composición del grupo de trabajo ... 339

Colaboradores en la edición de esta obra ... 341

Introducción

Claudio Aranzadi

Esta décima publicación de *Energía y Geoestrategia* (*EyG*) se abre con una entrevista a la vicepresidenta y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Teresa Ribera. Se incluyen además tres artículos focalizados temáticamente, a cargo de Cayetano López, «La energía nuclear en la transición energética»; Berta Cabello, «Los combustibles renovables»; y Trevor Tombe, «El efecto de los *shocks* energéticos en las economías nacionales», así como dos artículos focalizados territorialmente y más inclusivos de los efectos de la guerra de Ucrania, a cargo del coronel Felipe Sánchez Tapia, «El Cáucaso en la estrategia europea de desacoplamiento energético», y del teniente coronel Pablo Ahedo Cordón, «¿Puede Iberoamérica convertirse en una alternativa energética a Rusia? Los casos de Méjico, Venezuela, Argentina y Brasil».

Sin ninguna duda, desde el cierre de la publicación precedente de *Energía y Geoestrategia*, el acontecimiento más destacado en el ámbito de la geopolítica de la energía ha sido la invasión de Ucrania por las tropas rusas en febrero de 2022. En el último trimestre de 2021, ya se registró una fuerte elevación de los precios del gas natural en Europa, inducida esencialmente por factores ajenos a la evolución del entorno geopolítico (caída

pronunciada de los *stocks* de gas natural en Europa en relación al perfil de los tres años precedentes antes del invierno de 2021-2022, provocada por el impacto en la demanda de la recuperación económica postpandemia global, factores meteorológicos e incidencias diversas con efectos alcistas sobre la demanda neta de gas, etc.); aunque es cierto, como se comentó en «Energía y Geoestrategia» del año precedente, que el Director de la A.I.E. ya advirtió que, en el último trimestre de 2021, Rusia redujo de forma acusada su oferta de gas a Europa en relación a las cifras de 2019 y 2020, pero respetando sus compromisos contractuales previos. En cuanto al petróleo, el alza podía imputarse también al impacto en la demanda asociado al rebote económico postpandemia y al insuficiente ajuste de la oferta por parte de la OPEP+. En todo caso, antes de la invasión, el perfil de los precios a plazo del gas natural en Europa registraba una relajación a partir de abril de 2022 (es decir, una vez pasado el invierno) consistente con la anticipación por parte de los mercados de una baja probabilidad de intervención bélica por parte de Rusia como la que tuvo lugar finalmente.

La invasión de febrero de 2022 supuso un cambio radical en el escenario energético, provocando una crisis energética global (con mayor intensidad en Europa) en la que los factores geopolíticos han pasado a tener el principal protagonismo, experimentando ellos mismos sustanciales modificaciones a medida que la crisis se prolonga. El horizonte de esta crisis es incierto, ya que está íntimamente ligado a la incertidumbre que afecta a la duración y desenlace del conflicto bélico, pero ya se pueden anticipar profundos cambios estructurales en el escenario geopolítico de la energía que trascenderán el puro episodio transitorio de un pico de precios. Bordoff y O' Sullivan (2022)[1], por ejemplo, hablan de un nuevo orden energético internacional caracterizado por una mayor presencia estatal en el diseño e implementación de las estrategias energéticas, por exigencia del nuevo perfil de los imperativos de seguridad energética y lucha contra el cambio climático (dos de los vértices del tradicional trilema de objetivos de la política energética: competitividad, seguridad y sostenibilidad). Henderson y Meidan (2023)[2] mencionan explícitamente

[1] J. Bordoff y M. L. O'Sullivan. (2022). The new energy order. *Foreing Affairs*. July/august.

[2] J. Henderson y M. Meidan. (2023). Introduction-rebalancing the energy trilema. En: *Key themes for the global energy economic in 2023*. The Oxford Institute of Energy Studies.

el reequilibrio en el trilema de objetivos como el principal rasgo característico del escenario energético posterior a la invasión rusa (aunque utilizando una denominación diferente para el trío de metas de la política energética: disponibilidad/acceso de los consumidores, seguridad y sostenibilidad). En todo caso, con cualquier formulación, la descripción de los objetivos de la estrategia energética en términos de un trilema tiende a poner el énfasis en el *trade-off* entre ellos.

Es posible, también, un enfoque alternativo y, en cierta medida, complementario, que considera el trilema como un objetivo (minimización del coste del suministro energético) y dos restricciones (seguridad del suministro y protección medioambiental). Esta formulación, como un programa de optimización con restricciones, tiene la ventaja de poder identificar, al menos en teoría, los «precios sombra» asociados a las restricciones por imperativos de seguridad y protección medioambiental como los «costes marginales» de estas exigencias de política energética. Por supuesto, si las restricciones están bien diseñadas, (en un contexto dinámico y teniendo en cuenta las externalidades negativas evitadas), los beneficios netos de la imposición de dichas restricciones serían positivos. Por otro lado, aunque las decisiones de los agentes económicos y de los poderes públicos se conjugan en cada uno de los tres vértices del trilema, el protagonismo de los primeros, a través de su actuación en los mercados, es superior en la minimización de costes, mientras que en las dos restricciones mencionadas el principal papel corresponde a los poderes públicos. En el caso de la seguridad (garantía de un determinado estándar de continuidad del suministro a un precio razonable), la intervención de los poderes públicos estaría justificada si el estándar de seguridad considerado apropiado no se consigue con el agregado de las decisiones de los agentes económicos, ya que esa intervención supondría la provisión de un bien público. Ocurre lo mismo con la corrección de externalidades negativas de carácter medioambiental; por ejemplo, en el caso de la política climática (plasmada en la política de descarbonización que marca la pauta de la transición energética), deberán ser los poderes públicos quienes fijen los límites de las emisiones de gases de efecto invernadero (en este caso, al tratarse de una externalidad negativa global, a través de un acuerdo internacional de estados como se ha hecho en el Acuerdo de París de 2015 y las posteriores COPs).

Independientemente de los enfoques adoptados, la práctica generalidad de los expertos, al calificar los cambios registrados en la

configuración del trilema de objetivos energéticos como consecuencia del nuevo escenario energético global provocado por la invasión rusa, prestan una atención particular a las modificaciones en las estrategias de seguridad del suministro energético y su influencia en la política climática, aunque no todos coinciden en el signo, la intensidad de los efectos y, menos aún, en el calendario y el horizonte de los mismos. F. Birol (2022), director general de la A.I.E., por ejemplo[3], mostraba su desacuerdo con quienes mantienen que «la actual crisis energética representa un enorme revés que entorpecerá nuestros esfuerzos para enfrentar el cambio climático». También añade: «Esta crisis es un crudo recordatorio de la insostenibilidad de nuestro actual sistema energético, que está dominado por los combustibles fósiles. Tenemos la oportunidad de convertirlo así en un momento histórico del cambio de dirección hacia un sistema energético más limpio, accesible y seguro. Y esto es lo que está ocurriendo». Es cierto que, como señala Birol, mencionando las medidas que tanto Europa, como EE. UU. o Japón están adoptando para enfrentar la crisis energética provocada por la invasión, las iniciativas para impulsar las tecnologías limpias y reducir el consumo de combustibles fósiles se han intensificado. Pero al mismo tiempo, el reforzamiento de las políticas de seguridad energética, como la propia información de la A.I.E. indica, está incidiendo, al menos a corto plazo, en algunos países, de forma negativa en la política de descarbonización.

La política de seguridad energética tiene una doble dimensión, como ya se ha señalado. La primera es garantizar un determinado estándar de continuidad del suministro energético (o, lo que es lo mismo, un techo a la probabilidad de interrupción de dicho suministro). La segunda dimensión se refiere al logro de precios razonables; aunque la definición de *razonable* es claramente imprecisa, la evolución de los precios del gas natural en Europa desde la invasión rusa parece un obvio ejemplo de comportamiento *no razonable* que, por tanto, exige también la intervención de la política de seguridad energética. Dejando para más adelante el examen sobre el efecto en los precios energéticos de las medidas adoptadas en la Unión Europea (desde el paquete Repower EU, en adelante) y EE. UU. (con su colosal política de ayudas públicas previstas en la Ley de Reducción de la Inflación) para hacer frente a la crisis energética postinvasión, lo que

[3] Birol, F. (2022). Three myths about the global energy crisis. *Financial Times.* 7 de septiembre de 2022.

sí parece claro es el impacto positivo que la intensificación del desarrollo de las tecnologías descarbonizadas y el mayor impulso al ahorro y eficiencia energética, que esas medidas incorporan, tienen sobre la seguridad energética al contribuir a la reducción del peso de los combustibles fósiles (cuyo abastecimiento, en la mayoría de países, implica una dependencia exterior mayor que la que exigen las alternativas descarbonizadas) en el *mix* energético. No existiría, por tanto, en este caso un *trade-off* entre el imperativo de seguridad y el imperativo de protección medioambiental (contribución a la reducción de emisiones de gases de efectos invernadero). El problema que se plantea, sin embargo, es que el ritmo de entrada de las tecnologías renovables o del nuevo parque nuclear (en los países que apuestan por esta energía) tiene un límite y que, por tanto, al menos a corto plazo, un buen número de países están reaccionando, ante el riesgo de interrupción física del suministro energético, mediante un mayor aseguramiento de su suministro de combustibles fósiles (a través de la contratación, pero, sobre todo, cuando esto es posible, aumentando el autoabastecimiento).

Calibrar el efecto neto de estas instancias contradictorias, suscitadas por la política de seguridad energética implementada como respuesta a la actual crisis energética, requiere tener en cuenta una experiencia más dilatada en el tiempo y considerar, en lo que se refiere al impacto sobre la política de transición energética, el contrafactual definido por un escenario energético sin invasión, para poder evaluar así en qué medida las respuestas postinvasión han o no agravado el *gap* ya existente entre el escenario requerido por el objetivo de emisiones netas cero (compatible con el límite de incremento de la temperatura al final de siglo de 1,5 ºC) y la senda de emisiones a la que conduciría la aplicación de las políticas actualmente explicitadas por los países firmantes del Acuerdo de París[4] que, según el W.E.O. 2.022 de la Agencia Internacional de la Energía, llevaría a un aumento de la temperatura de 2,5 ºC.

De la información que ha ofrecido la A.I.E. en los últimos años se deduce que el *gap* entre los escenarios mencionados era ya muy elevado, incluso sin tener en cuenta las posibles modificaciones debidas a la invasión rusa. Según la W.E.O. 2022[5], para alcanzar

[4] (4) Senda marcada por el escenario que la AIE en WEO 2022 denomina como correspondiente a las *stated policies* de cada país.

[5] *World Energy Outlook 2022.* International Energy Agency.

un nivel de emisiones (vinculadas a la energía) netas cero en 2050 se debería seguir un perfil descendente desde las 36,6 GT de 2021 (con un ligero incremento en 2022) que supondría llegar a 2030 con una cifra de emisiones de 23 GT. Sin embargo, en el escenario resultado de las políticas actualmente explicitadas se alcanzaría a mediados de los años veinte una meseta en torno a 37 GT y una lenta caída hasta los 32 GT en 2050, incumpliéndose claramente el objetivo de emisiones netas cero en 2050. La discrepancia entre ambos escenarios es claramente patente, cuando se examinan las cifras que ofrece la W.E.O. 2022[5] en sus proyecciones de la demanda global de combustibles fósiles requerida por el objetivo de emisiones netas cero en 2050 y las que se estima se alcanzarían en el escenario de aplicación de las políticas actualmente explicitadas (*stated policies scenario*). En el escenario de emisiones netas cero, en 2050, la demanda global de petróleo debería pasar de los aproximados 100 mb/d actuales a 75 mb/d en 2030 y 23 mb/d en 2050, con el pico de demanda que debería ya haberse alcanzado; en el caso del gas natural, el pico de demanda debería alcanzarse a mediados de la actual década, reduciéndose esta demanda en un 22% para 2030 y en un 72% para 2050; para el carbón, esta reducción debería ser todavía más abrupta, de un 45% en 2030 y un 90% en 2050. Sin embargo, la senda de la demanda global estimada por la A.I.E. en el escenario de las políticas actualmente explicitadas presenta una notable desviación en relación a sus estimaciones en el escenario de emisiones netas cero a mediados de siglo que se acaban de mencionar. La demanda de petróleo alcanzaría un pico de 103 mb/d a mediados de los años treinta y descendería progresivamente hasta 2050, pero manteniéndose por encima de los 100 mb/d en esa fecha; la demanda de gas natural se incrementaría hasta el final de la actual década, manteniéndose una meseta del orden de 4.400 bcm/año hasta prácticamente 2050; solamente el carbón registraría un proceso de reducción sostenido, aunque con una pendiente sustancialmente menos acusada que la requerida en el escenario de emisiones netas cero.

Es cierto que, como señala la A.I.E., las discrepancias con el escenario de emisiones netas cero son menores en las estimaciones que la propia Agencia ofrece correspondientes al escenario que refleja los resultados del cumplimiento de los compromisos de los países partícipes ya asumidos en la COP26 de Glasgow (*announced pledges scenario*) y que supondría conseguir un límite de la temperatura de 1,7 ºC. Pero parece más razonable atenerse a un *stated policies scenario*, consistente en programas de actuación

suficientemente concretos y creíbles como el definido por la A.I.E. para reflejar esta situación. Además, aun teniendo en cuenta las revisiones de los programas de reducción de emisiones realizadas por un buen número de países, el clima político dominante en la COP 27 de Sharm El-Sheikh (Egipto), donde la política de mitigación apenas ha avanzado en relación a la COP 26 de Glasgow, no parece presagiar un decidido activismo en este terreno; la vicepresidenta Teresa Ribera comenta ampliamente esta cuestión en su entrevista de esta publicación.

El contrafactual que representa un hipotético escenario sin guerra en Ucrania es, por tanto, un escenario de radical insuficiencia de la estrategia global de descarbonización que exigiría la política climática. Y es en este contexto en el que cabe interrogarse por el impacto en la política de transición energética provocado por las iniciativas de la política de seguridad adoptadas como respuesta a la crisis energética actual. Aun teniendo en cuenta, como ya se ha dicho, que el mayor impulso a las tecnologías descarbonizadas que esas iniciativas incluyen, contribuyen tanto a promover la seguridad energética como la reducción de emisiones, parece razonable considerar que, al menos a corto plazo, como consecuencia de las medidas de aseguramiento del suministro de combustibles fósiles que un buen número de países están poniendo en práctica, el resultado neto de las políticas de seguridad energética adoptadas va a provocar previsiblemente un efecto retardatario en la política de transición energética.

El examen de la evolución de la demanda global de carbón es, en este sentido, ilustrativo. Como muestra la A.I.E.,[6] en 2022 se prevé un incremento en la demanda global de carbón de un 1,2% (con un crecimiento del 2% en su uso para la generación eléctrica y una reducción del 1% en la industria) alcanzándose así un pico histórico. Pero, además, la A.I.E. estima que se mantendrá este nivel de la demanda hasta 2025, siguiendo a partir de entonces una trayectoria descendente. En este periodo hasta 2025, según la Agencia, EE. UU. mantendría su tendencia actual descendente, la Unión Europea recuperaría este perfil en 2024, y el grueso del crecimiento correspondería a China, India y resto de países asiáticos. Estas previsiones implican ya un efecto retardatorio en relación a la senda fijada en el escenario de emisiones netas cero en 2050 (este escenario, según la A.I.E. exigiría una reducción del 45% en la demanda de carbón para 2030) que debería

[6] International Energy Agency. (2022). *Coal 2022*. I.E.A. December 2022.

lograrse en la segunda mitad de esta década. Además, supone que el repunte de la demanda actual en la Unión Europea sería transitorio y llegaría únicamente hasta 2023. Pero lo que es más importante desde una perspectiva global es el bajo crecimiento de la demanda estimado para China (un 0,7% anual hasta 2025); China representa más de la mitad del consumo de carbón mundial y es el primer emisor de CO_2 (casi la tercera parte de las emisiones globales), por lo que cualquier desviación significativa en las estimaciones de consumo chino de este combustible (altamente emisor de CO_2) tiene un gran impacto en la senda de transición energética.

Dada la rigurosa política climática de la Unión Europea puede admitirse la transitoriedad del actual repunte de la demanda de carbón en Europa, vinculado, sobre todo, como señala la A.I.E., a la reducción de la oferta de generación hidroeléctrica y nuclear y a la sustitución de gas natural importado de Rusia por carbón en Alemania (que ha supuesto en este país la activación de 10 Gw de potencia eléctrica de carbón). Es lógico pensar que, en el horizonte de 2024, Francia recupere la operación plena de su capacidad nuclear y que Alemania haya avanzado en la rectificación de su política energética, que ha sido un ejemplo de inadecuada gestión del trilema de objetivos energéticos. En este país, la excesiva primacía del imperativo de minimización del coste del suministro energético que ha conducido a una elevada dependencia de la importación de gas natural proveniente de Rusia (la de coste más bajo), la incorrecta valoración del riesgo geopolítico ruso al diseñar su estrategia de seguridad energética y la decisión de adelantar el cierre de su parque nuclear explican en gran medida las singularidades de la crisis energética alemana provocada por la contracción del suministro ruso de gas natural. En la reconsideración en curso de la estrategia energética alemana se mantiene, sin embargo, la incertidumbre relativa al calendario definitivo de cierre de los dos reactores nucleares que debían haberse clausurado en diciembre de 2022, pero cuya vida operativa se ha prolongado durante cuatro meses. También, por supuesto, es incierta la duración del actual diferencial de precios entre el carbón y el gas natural que juega lógicamente a favor de la utilización del carbón en la generación eléctrica.

Menos convincente resulta la moderada previsión de crecimiento de la demanda de carbón en China en el horizonte de 2025. Es cierto que China mantiene sus objetivos de alcanzar el pico de emisiones en 2030 y la emisiones netas cero en 2060 y que su

programación energética a medio y largo plazo incluye un colosal aumento de capacidad de generación eléctrica de origen renovable y nuclear, pero los incentivos para aumentar el uso del carbón para la generación eléctrica que ya eran notables antes de la guerra de Ucrania (p. ej. por las restricciones del suministro eléctrico en 2020 y 2021) se han hecho más potentes después de la invasión rusa, China posee un elevado grado de autoabastecimiento de carbón, por lo que el uso de ese combustible siempre mantendrá una clara prioridad en un contexto de mayor exigencia de la política de seguridad de suministro energético como el que se perfila en el futuro. El 24.º Plan Quinquenal para la Energía chino (2021-2025), aunque fechado en enero de 2022 (antes de la invasión), utiliza en relación al plan precedente un lenguaje menos constrictivo con respecto al uso del carbón. Jiang Yifan, Gao Baiyu y Sam Geall[7], que analizan el nuevo plan, señalan que durante el periodo de vigencia del plan se mantendrá un estricto control del consumo de carbón, pero que su reducción tendrá lugar en el siguiente quinquenio. Este planteamiento sugiere la admisión de un cierto retraso en la aplicación de medidas claramente restrictivas de la demanda de carbón, que además es consistente con la firmeza que ya China (acompañada por India) empleó para sustituir en la COP26 de Glasgow la expresión *phase out* del uso del carbón, por *phase down* de dicho uso. La propia A.I.E. prevé una ampliación de la capacidad de generación eléctrica con carbón en China; es cierto que el Gobierno chino considera que una parte de dicha capacidad pueda reconvertirse para su utilización como *back-up* para la nueva capacidad prevista de generación renovable (lo que supondría un menor número de horas de operación), pero aquí también, como en el caso de Europa, la evolución de los precios energéticos influiría en el grado de utilización de las centrales de generación. El clima de una mayor centralidad de la política de seguridad energética también será un potente incentivo del uso del carbón en India (tercer país del mundo emisor de CO_2), donde el grado de autoabastecimiento de carbón es también elevado y donde, además, una significativa reducción de la producción de carbón provocaría un importante impacto social.

Puede argüirse que el desplazamiento de algunos países fuertemente emisores de CO_2, como China e India, hacía una estrategia más laxa con respecto a la utilización del carbón

[7] Yifan, J., Baiyu G. y Geall S. (2022). China's Five Year Plan for Energy. One eye on security today, one on a low carbon future. *China Dialogue*.

por imperativo de una más exigente seguridad energética será transitoria (y vinculada sobre todo a la duración del conflicto bélico ucraniano). Aunque así fuese, sin embargo, se estaría produciendo un claro efecto retardatorio en el esfuerzo para llevar adelante la transición energética. Además, la ampliación de la capacidad de generación eléctrica con carbón tenderá a reducir la edad media de este tipo de centrales (que en Asia es ya relativamente baja) aumentando de esta manera el volumen de *inversiones varadas* (*stranded investments*) si una vez superado el actual contexto de crisis energética se desea actuar de manera más decidida en la reducción de capacidad de generación eléctrica con carbón. Por otro lado, este fenómeno (aumento del riesgo de *inversiones varadas*) puede darse también en relación a otros combustibles fósiles. El presidente Biden, al mismo tiempo que ha aprobado el enorme paquete de ayudas de la Ley de Reducción de la Inflación, dirigidas a la promoción de tecnologías y actividades industriales limpias, ha hecho una llamada a las compañías petroleras para que aumenten su inversión en EE. UU. y, por otro lado, un contexto sostenido de precios elevados del gas natural será también un incentivo a la inversión en infraestructuras gasísticas, tanto en EE. UU. como en otros países ricos en reservas de gas. Pero se debe recordar que la A.I.E.[8], como se señalaba en *EyG* (2022), indicaba que el perfil de la demanda de crudo en el escenario de emisiones netas cero en 2050 supone que no se requiera la exploración de nuevos recursos, ni más explotaciones que aquellas cuyo desarrollo se haya aprobado y en lo que se refiere al gas natural no se requerirían nuevas explotaciones más allá de las que se están desarrollando. Un estricto seguimiento de la senda de transición energética definida por la A.I.E. propiciaría, por tanto, que una parte importante de las nuevas inversiones en el sector del petróleo o del gas natural tengan alto riesgo de convertirse en *inversiones varadas*; posibilidad que tanto la A.I.E. como Henderson y Maidan mencionan. Alternativamente, el intento de evitar esa situación podría provocar un *lock-in* tecnológico que demorase la salida de las tecnologías carbonizadas más allá de lo exigido por una rigurosa política climática. En este caso, el reforzamiento de la política de seguridad energética debido a la invasión rusa no tendría un impacto únicamente a corto plazo sobre la política

[8] IEA (2021). *Netzero by 2050.* International Energy Agency.

de descarbonización global, sino que provocaría también un debilitamiento duradero de la política climática a largo plazo.

De lo señalado anteriormente se deduciría que la invasión rusa, con su efecto de reforzamiento de la política de seguridad energética en todos los países, ha provocado, en lo que se refiere al objetivo de contención del uso y procesamiento de combustibles fósiles, un claro efecto de procrastinación estratégica, es decir, un aplazamiento de las medidas necesarias para recuperar la senda requerida de transición energética. Este fenómeno se ha visto, además, reforzado por el clima político imperante en la COP27, donde no solo no se han producido avances significativos en la política de mitigación del calentamiento climático, sino que se ha propiciado un claro desplazamiento de la primacía de esta política hacia la política de adaptación. La evaluación de la cuantía del agravamiento del *gap*, ya existente antes de la invasión, entre la senda de la transición energética requerida por la política climática y la senda efectivamente recorrida, como consecuencia de la guerra de Ucrania, dependerá de la duración del conflicto bélico y de las características políticas de su desenlace y, por supuesto, también del grado de reversibilidad a largo plazo de los eventuales efectos negativos causados a corto plazo en la política climática.

Los efectos de la crisis energética actual en el contexto de la geopolítica de la energía, van más allá, por supuesto, que los comentados precedentemente relativos al impacto directo de la política de seguridad sobre la política de transición energética. Uno de los más discutidos es sin duda el potencial efecto de desglobalización o desacoplamiento (Bordoff y O' Sullivan (2022)[1] hablan de fragmentación) que podría estar consolidándose a escala global y que afectaría a todas las dimensiones del entorno geopolítico y, con sus características específicas, también por supuesto, al entorno energético. El reflejo securitario dirigido a garantizar el suministro energético, anteriormente comentado, está siendo ya un potente factor impulsor de la fragmentación. Pero, es el propio proceso de desacoplamiento y tensión geopolítica provocado por el conflicto ucraniano el que ha incrementado la percepción en el sector energético de un riesgo creciente en la cadena de oferta energética, más allá incluso del asociado al suministro de hidrocarburos (por ejemplo, en el acceso a materiales críticos necesarios para el desarrollo de una economía descarbonizada) o en el avance tecnológico (tecnologías renovables y tecnología nuclear), debido al creciente protagonismo de China en ambas áreas.

Como muestra la A.I.E.,[9] la concentración geográfica de la extracción y procesamiento de materiales críticos para la transición energética es mayor que la de los combustibles fósiles. En algunos casos, la extracción depende en grados elevadísimos de la minería realizada en países de alta fragilidad institucional (es el caso, por ejemplo, del cobalto, cuya extracción en el Congo representa del orden del 70% del total mundial). Pero el mayor riesgo geoestratégico está ligado a la dependencia de China. Según la información de la Agencia, China detenta el liderazgo mundial tanto en la extracción como en el procesamiento de tierras raras y también en el procesamiento del cobre, níquel, cobalto y litio. Por otro lado, China ha adquirido también una posición dominante en la cadena de oferta del sector de las energías renovables, tanto en la actividad manufacturera (paneles solares, turbinas eólicas, baterías, vehículos eléctricos) como en el desarrollo tecnológico (China es el país con mayor número de patentes en el nicho de las energías renovables, por delante de EE. UU., Japón y la UE)[10, 11]. China, además, en el sector de la energía nuclear, ha adquirido una posición destacada. Como señala Andrews-Speed (2023)[12], China posee (después de EE. UU. y Francia) el tercer parque de plantas nucleares en el mundo, con 54 reactores y una capacidad de 55,8 Gw (Francia tiene un parque nuclear de 56 reactores con 61,4 Gw); En los últimos años, el crecimiento de la capacidad nuclear instalada ha sido extraordinariamente rápido, con un ritmo desde 2014 de más de 4 Gw cada año, que podría incluso incrementarse en el futuro. Andrews-Speed menciona que, según diversas fuentes la capacidad nuclear podría alcanzar desde 120/150 Gw en 2030 hasta incluso los 300 Gw en esa fecha que demanda la China Nuclear Energy Association. Con este ritmo de construcción, el avance en la curva de aprendizaje permitirá reducciones significativas en el coste de generación eléctrica de los nuevos reactores, incluso teniendo en cuenta que hasta ahora (en 2021 ha entrado en funcionamiento el primer reactor considerado enteramente chino) la política seguida ha estado orientada a la diversificación de la dependencia tecnológica foránea.

[9] IEA (2022). *The role of critical minerals in clean energy transitions*. International Energy Agency.

[10] Tapia, I. (2020). La rivalidad estratégica entre China y EE. UU. en el área de la energía. *Economía y Geoestrategia 2020*. Ministerio de Defensa.

[11] IRENA 2019. A New World: The geopolitics of energy transformation.

[12] Andrews-Speed, P. (2023). Nuclear power in China: its role in national energy policy. *OIES Paper.*

El riesgo que representa para el desarrollo de la política de descarbonización en Europa y EE. UU. la creciente fortaleza estratégica en ese dominio de China dependerá, lógicamente, del grado de desacoplamiento que caracterizará el escenario geopolítico global a medio y largo plazo, algo sobre lo que no existe una opinión unánime entre los expertos. Como se ha señalado, sin embargo, la invasión rusa ha provocado a corto plazo, al menos, una tendencia a la fragmentación en aquellos países que están recurriendo al autoabastecimiento de combustibles fósiles en aplicación de sus políticas de seguridad energética. Pero también siguen esta deriva las iniciativas de apoyo al desarrollo de actividades productivas y tecnologías en el área de energías limpias que se incluyen en la Ley de Reducción de la Inflación en EE. UU. y que implican un voluminoso paquete de ayudas públicas a la inversión y producción, tendentes a acelerar la descarbonización, pero siempre que tenga lugar en el país; lógicamente, la respuesta del paquete de ayudas que la Unión Europea está preparando para hacer frente a la estrategia de EE. UU. podría seguir una orientación similar. Parece claro que todo ello anuncia una creciente competencia internacional de políticas industriales (con fuertes incentivos a la localización doméstica de inversiones), aunque se contenga la deriva proteccionista en materia comercial. Más allá del sector energético, este sería el sentido de las palabras de Janet Yellen, secretaria del Tesoro de EE. UU., apostando por un *friendshoring* en materia de localización productiva, que, al igual que la iniciativa norteamericana de bloquear las exportaciones a China en el sector de semiconductores avanzados, sería también un claro síntoma. Por supuesto, una variable fundamental para definir el futuro contexto de rivalidad/cooperación a medio y largo plazo será el posicionamiento de China que, en el momento de cerrar la edición del actual número de *Energía y Geoestrategia,* es de difícil pronóstico. Parece claro que en Europa, pero también en EE.UU.,[13] se considera que existen desafíos globales que deben ser enfrentados de forma cooperativa con China (la política climática es un ejemplo paradigmático), incluso en un contexto de aguda rivalidad estratégica; y también puede afirmarse que un mayor proteccionismo comercial, aislacionismo tecnológico y carácter defensivo en exceso de las políticas industriales tendrá un efecto negativo en la eficiencia de la asignación de recursos global (sector energético incluido).

[13] National Security Strategy (2022). *The White House*. Washington. October 2022.

La reducción del riesgo en la cadena de suministro de *inputs* energéticos y el aseguramiento de la máxima autonomía estratégica en el desarrollo de tecnologías descarbonizadas serán imperativos de la política energética, tanto más exigentes cuanto mayor sea la intensidad del clima de rivalidad en el entorno geopolítico global. Mientras continúa la guerra de Ucrania, parece difícil anticipar el retorno a un clima mundial más cooperativo (con la probable excepción de la política climática). Cómo se configurará en el nuevo mapa de rivalidad la cooperación internacional con posterioridad al conflicto bélico es una cuasi total incógnita, dada no solo la incertidumbre sobre el desenlace militar sino sobre el posicionamiento en el escenario post-bélico de los principales agentes. En el terreno energético, Rusia, continuará siendo una potencia puntera en la producción de petróleo y gas, y, como ya se señaló en números precedentes de *EyG*, también podrá apalancarse en la posición de liderazgo que actualmente ostenta en la presencia exterior de su tecnología nuclear civil (más allá de su potencial nuclear militar); es difícil, sin embargo, anticipar cuál será su papel en los mercados energéticos a medio y largo plazo, en gran parte condicionado a la evolución de la política interior en la Rusia post-bélica. En el caso de otros países relevantes en la configuración del entorno energético global, sus posicionamientos en la actual crisis no permiten anticipar un perfil claro del nuevo mapa geopolítico de la energía, aunque parezcan anunciar cambios significativos en relación a la situación prebélica.

Visto el papel de China e India en el desvío de petróleo ruso afectado por las sanciones, puede considerarse como probable la orientación crecientemente asiática de las exportaciones de crudo ruso y, probablemente, también, a medida que se completen las infraestructuras gasísticas de conexión por gaseoducto con China, parece razonable pensar que también el gas natural pueda seguir el mismo patrón. En todo caso, el no seguimiento por parte del denominado *Sur Global* de las sanciones contra Rusia, indica que en un contexto post-bélico, previsiblemente estos mercados estarán plenamente abiertos a las exportaciones rusas de carbón, gas y petróleo. Será también fundamental el papel futuro de Arabia Saudí, tradicional *swing producer* en el mercado de petróleo y cuyo comportamiento en la actual crisis ha suscitado numerosas críticas. Aunque los movimientos en la fijación de cuotas de la OPEP+ desde el comienzo del conflicto puedan sustentarse en una lógica económica, como afirman los saudíes, la propia presencia de Arabia coliderando con Rusia un cartel como OPEP+ en el actual contexto geopolítico no puede

sino suscitar preocupación y sustentar la convicción de que esa situación podría tener continuidad en el futuro posterior a la guerra. Es claro, sin embargo, que todas estas previsiones sobre el futuro escenario energético post-bélico se verían sustancialmente alteradas si tuviese lugar un serio cambio político en Rusia que propicie una nueva estructura de las relaciones de rivalidad/cooperación en Europa y, por tanto, un aprovechamiento más eficiente de los recursos e infraestructuras energéticas, algo que, en la situación actual parece una anticipación poco probable. El escenario inverso (una continuidad de las sanciones en un contexto geopolítico de indefinido ostracismo de Rusia por parte de las potencias occidentales) consolidaría a medio plazo la radical reorientación de los flujos de exportación rusos de gas y petróleo en sustitución esencialmente del mercado europeo en un contexto de menor capacidad de producción rusa inducida por la creciente insuficiencia tecnológica en el sector que el mantenimiento de las sanciones provocaría.

La postura saudí ha provocado en EE. UU. el resurgimiento de la atención política sobre un antiguo proyecto de ley denominado NOPEC (No Oil Producing and Exporting Cartels Act). Como señala Ari Natter (*Bloomberg*, 2022)[14], esta norma que, en diversas versiones, lleva en circulación legislativa dos décadas y nunca fue aprobada por la amenaza del veto presidencial, permitiría aplicar la legislación antitrust de EE. UU. a la OPEC por su comportamiento contrario a las prescripciones de la política de defensa de la competencia. Aunque su aprobación es poco probable, la actualización política de esta iniciativa pone de manifiesto un fortalecimiento de las reacciones frente a la restricción a la competencia en el mercado de crudo por parte de la OPEC. Esta anomalía tradicional del mercado de petróleo se agravaría además con la continuidad del formato de OPEP+, con la presencia de Arabia Saudí y Rusia, cada uno de los cuales representa del orden del 10% de la producción mundial de crudo lo que otorga al posicionamiento geoestratégico a medio y largo plazo de Arabia Saudí una extraordinaria relevancia.

Podría argüirse que en un contexto de fuerte reducción de la demanda global de crudo como el que exige la transición energética (75 mb/d en 2.030 y 23 mb/d en 2.050, según la A.I.E.[5]) la relevancia estratégica de los países productores se irá progresivamente

[14] Natter. A./*Bloomberg.* (2022). Why NOPEC keeps arising as a U.S. answer to OPEC. *The Washington Post.* October 10.

reduciendo a medio y largo plazo. Sin embargo, como se ha señalado anteriormente, en el escenario de la A.I.E. correspondiente a las políticas nacionales formuladas explícitamente, la demanda global de petróleo en 2.030 estaría todavía por encima de los 100 mb/d en 2.030, por lo que un contexto de exceso estructural de oferta tardaría todavía tiempo en producirse. Además, la producción de costes de extracción más bajos se concentra en la península arábiga, cuyos países suponen el núcleo de la OPEP, por lo que su cuota de mercado y, por tanto, su poder de mercado aumentará tendencialmente. Es cierto, sin embargo, que una hipotética prolongación indefinida de las sanciones a Rusia afectaría seriamente a su capacidad de producción petrolera necesitada de tecnología occidental, lo que reduciría la oferta potencial de la OPEP+. Por otro lado, los mercados de gas natural también pueden registrar cambios en su configuración. Existen planteamientos de cartelización de la oferta en determinadas áreas regionales (ver el artículo de Felipe Sánchez-Tapia, en esta publicación) e iniciativas de cartelización de la demanda (como la plataforma europea de compras conjuntas de gas). En los probables cambios estructurales de los mercados de gas y petróleo globales, China como primera potencia demandante mundial tendrá un papel relevante; China es ya el primer importador de petróleo y G.N.L. y su posición estratégica como comprador de gas ruso se reforzará con la terminación del gaseoducto Power of Siberia 2.

La configuración de los flujos internacionales de combustibles fósiles, como se ha señalado, se modificará previsiblemente a corto y medio plazo como consecuencia de los cambios en los equilibrios geopolíticos que ha provocado la guerra de Ucrania, propiciando una logística global de mayores costes. En todo caso, sin embargo, el avance de la transición energética, aún con los retrasos que la procrastinación estratégica actual provocará, reducirá a largo plazo la relevancia estratégica de los combustibles fósiles. Correlativamente, las políticas de descarbonización irán adquiriendo la centralidad en la evolución de la geoestrategia energética. Si se consolidase el escenario de fragmentación actual de las políticas industriales y energéticas dirigidas a promover la descarbonización (con tres polos fundamentales: Europa, EE. UU. y China), la pérdida de eficiencia en esta tarea global sería muy importante. Perseguir la autonomía estratégica en la actividad manufacturera y el desarrollo tecnológico de las energías limpias es un objetivo razonable, pero incorporar un cierto grado de cooperación internacional tiene un efecto multiplicador en muchas áreas. La cooperación con China (más allá de la necesaria para

abordar la política climática global) estará lógicamente condicionada por la intensidad de la rivalidad geopolítica entre este país y EE. UU., cuyo perfil a medio plazo es incierto, pero entre Europa y EE. UU. sería posible definir un marco que minimizase los efectos negativos de la excesiva competencia de políticas industriales y energéticas orientadas a la descarbonización que parece anunciarse con las medidas previstas en la Ley de Reducción de la Inflación de EE. UU. y el paquete de propuestas que prepara la Unión Europea dentro del *Green Deal Industrial Plan*.

La instrumentación de las políticas de ayuda frente a la crisis energética también está generando controversias intraeuropeas en el marco de la Unión. Dada la desigual capacidad presupuestaria de los diferentes países, una excesiva relajación de la política de ayudas públicas nacionales dirigidas a las empresas, tendría efectos diferenciales significativos en las ventajas competitivas para las empresas de los diferentes países miembros. En este sentido, la mutualización europea de las ayudas, como se hizo con el programa Next Generation, parece la vía más razonable. También se han mantenido debates internos en la UE. en relación al grado de intervención en los precios energéticos; el relativo a la fijación de un techo para el precio del gas natural en el principal mercado de referencia europeo (TFF), se ha saldado con la aprobación por parte del Consejo Europeo de un techo de 180 E/Mwh. (con una serie de condiciones y límites en su implementación), mientras que el techo fijado para el precio en las compras de petróleo ruso (establecido con la coalición internacional del Price Cap) que acompaña a las medidas de embargo, ha sido de 60 $/b. La evaluación de ambas iniciativas y de sus posibles efectos necesitará, en todo caso, un periodo de experiencia más largo.

Más complejo es el debate que se mantiene en la UE. relativo al rediseño del mercado eléctrico. La reacción frente a las insuficiencias del actual modelo se ha provocado esencialmente por el fuerte impacto en los precios del mercado mayorista *spot* de energía eléctrica inducido por el alza de los precios del mercado de gas natural cuando la generación con gas fija un precio muy alejado del coste total medio de generación del conjunto del parque. El comportamiento de los mercados mayoristas eléctricos en la crisis también ha puesto de manifiesto que la magnitud del impacto sobre los precios ha sido menor cuanto mayor era la cobertura a plazo mediante contratos físicos o financieros. De hecho la práctica unanimidad de los expertos (tanto en la UE

como en El Reino Unido en el marco del REMA) propone que en el nuevo diseño del mercado mayorista de energía se preserve el mercado *spot* en su configuración actual (marginalista) como suministrador de la señal de precios relevante para la operación eficiente del sistema, pero se potencie la contratación a plazos más cercanos a la vida de los nuevos activos de generación cuyos precios son la señal más apropiada para la inversión en nueva capacidad. Esos instrumentos (subastas y PPA, con contratos por diferencias, a plazos más largos de los habituales en los contratos en el mercado de futuros y en los contratos bilaterales físicos) ya existían (en el mercado del Reino Unido se venían utilizando hace años los contratos por diferencias para la retribución de las nuevas inversiones en renovables asignadas en subastas y para la retribución regulada establecida para la nueva nuclear Hinkley Point C, y en España se habían incorporado más recientemente). La ventaja de una contratación extendida a plazos más cercanos a la vida del activo de generación (en forma, por ejemplo, de contratos *swap* como los contratos por diferencias) es que los precios (excepto, obviamente, los regulados) tienden a reflejar los costes marginales de generación a largo plazo (los costes totales medios de la alternativa más eficiente) que es la señal de precios correcta para la decisión de inversión (en potencia de base), lo que, por cierto, muestra que (excepto si las subastas son del tipo *pay as bid)* también se fijarían en mercados marginalistas. A la retribución por los precios de la energía se le añadirían en el nuevo modelo, la retribución de la firmeza en mercados de capacidad (esencial para los activos que funcionan como «back-up» y para el almacenamiento) y por supuesto la retribución a la flexibilidad en los mercados de ajuste y servicios complementarios y la retribución regulada del servicio de redes. Habría que señalar que este diseño converge claramente hacia un *modelo de comprador único* o, al menos, híbrido. Los mercados de ajuste y servicios complementarios siempre han sido de comprador único (el operador del sistema). En los mercados de capacidad, el volumen de capacidad contratada (o la curva de demanda de capacidad) se ha fijado por una instancia administrativa. Y en los nuevos mercados de energía, el volumen de la capacidad de generación renovable asignada en las subastas también se fijaría por una instancia centralizada, al igual que en los casos de inversión en capacidad de generación con retribución regulada (como ocurre en U.K. con Hinkley Point C y ocurrirá con las nuevas nucleares). Esto significará, previsiblemente, que el volumen de las inversiones en nueva capacidad de generación y

almacenamiento de cada tecnología se determine de forma creciente por una instancia centralizada, es decir, según la lógica del modelo de comprador único, aunque la fijación de los precios se realice por un procedimiento de asignación competitiva (por ejemplo, subastas). Con este modelo, por otro lado, a medida que el peso de las energías renovables crezca, el divorcio entre los precios en el mercado *spot* (que reflejan el coste marginal de generación a corto plazo) y los precios a plazos suficientemente largos (que tenderían a reflejar el coste marginal de generación a largo plazo) se incrementará, generándose el problema inverso al que estamos experimentando en la actual crisis energética. La Vicepresidenta Teresa Ribera, expone en su entrevista la posición española en relación a este proceso de reforma en curso en la Unión Europea.

Como se ve, por tanto, el nuevo orden energético internacional inaugurado con la guerra de Ucrania, del que habla Bardoff y O'Sullivan[1], presenta un panorama de profunda incertidumbre y nuevos riesgos. La estructura de flujos energéticos y la gobernanza internacional en el área energética (incluida la intraeuropea) sufrirá significativas modificaciones. También variará el mecanismo de interrelación entre el riesgo geopolítico y los riesgos tecnológico y climático a la hora de evaluar el gran programa de inversiones que requiere la transición energética. Todo ello, además, en un contexto de actuaciones estatales más propenso al intervencionismo, como señala Bardoff y O'Sullivan. Puede servir como ejemplo la probable exigencia de corregir algunas inconsistencias estratégicas en la reacción frente a la actual crisis energética. Como ya se ha mencionado, esta reacción a escala global ha incluido al mismo tiempo un programa de aceleración del desarrollo de energías limpias y una ampliación de la capacidad de producción de energías fósiles y de la generación eléctrica que las utiliza, más allá de lo que exigiría la recuperación de una senda de emisiones compatible con la transición energética. Esto significa elegir entre un retraso notable en la recuperación de esta senda si se acepta acomodar la sobreinversión en energías no limpias, o la aceptación de un significativo volumen de «inversiones varadas» (stranded investments) si la vida de los activos no descarbonizados se acorta. Esta decisión tendrá un claro componente regulatorio (aunque el instrumento utilizado sean los precios del CO_2) y, por tanto, se plasmará en un aumento del riesgo regulatorio. Igualmente, al menos en Europa, en el sector eléctrico, previsiblemente las intervenciones del regulador en el funcionamiento de los mercados se incrementarán en el nuevo

marco institucional que resulte de la reforma en curso en la Unión Europea.

En lo que se refiere al impulso al desarrollo de las energías renovables, cuya aceleración ha sido, como señala Birol, una característica generalizada en los programas de reacción a la crisis energética, la principal incógnita afecta a su ritmo de avance, bien sea por las barreras administrativas y técnicas al desarrollo del proceso inversor o a la incertidumbre asociada a la curva de aprendizaje en algunas tecnologías centrales para la política de descarbonización. El más claro ejemplo de barreras administrativas y técnicas al desarrollo de la inversión lo ofrece la incorporación de las nuevas instalaciones de generación eléctrica renovable a las redes que frena la materialización de la disponibilidad inversora. En todo caso, el rápido aumento del peso de las energías renovables (sobre todo eólica y fotovoltaica) en el *mix* de generación eléctrica seguirá siendo, en el denominado nuevo orden energético, el principal vector de descarbonización en la actual década, acompañado por la creciente electrificación de la movilidad ligera (vehículo eléctrico con baterías). Se sigue manteniendo sin embargo la incertidumbre sobre el peso futuro o medio y largo plazo de la energía nuclear en el *mix* de generación eléctrica, así como sobre el grado de avance de la curva de aprendizaje en el desarrollo de las tecnologías del hidrógeno y derivados, combustibles limpios y captura, utilización y confinamiento de CO_2, todas ellas claves en la política de descarbonización del transporte terrestre pesado, marítimo y aéreo y de la industria. Sobre estas cuestiones, en *EyG* (2022) se incluyó un artículo sobre captura, utilización y confinamiento de CO_2 (cuyos autores eran Vicente Cortés y Benito Navarrete) y en la actual publicación aparece un artículo sobre la energía nuclear de Cayetano López y otro sobre los combustibles renovables de Berta Cabello.

El debate sobre el papel futuro de la energía nuclear se ha reactivado con la Guerra de Ucrania y la revisión de las políticas de seguridad energética que la guerra ha provocado, ya que se considera no solo su contribución a la descarbonización de la generación eléctrica sino también a la seguridad del suministro energético. Lambert (2023)[15] señala como indicativos de este nuevo interés, además de la prolongación de la vida ya oficialmente acordada de reactores en Bélgica y Alemania, el reforzamiento del programa

[15] Lambert, M. (2023). Nuclear power in 2023: the nuclear renaissance resurrected. En: *Key themes for the global energy economy in 2023*. O.I.E.S. January 2023.

de construcción de nuevos reactores de tercera generación (seis reactores y una ampliación posible a catorce) en Francia, la continuidad activa del programa nuclear británico, el anuncio por parte de Japón de su voluntad de retomar su apuesta nuclear al igual que en Corea, así como, por supuesto, el programa de nuevos reactores en India y China. En aquellos países que han optado por la continuidad de sus programas nucleares a largo plazo se ha anunciado, además, el apoyo al desarrollo de los *reactores pequeños modulares* y otros reactores de tecnologías avanzadas de cuarta generación. Quizás lo más significativo de los casos que señala Lambert sea que, en muchos de ellos (Bélgica, Alemania, Francia, Japón y Corea), la reactivación nuclear ha exigido rectificaciones políticas.

En los dos números precedentes de *EyG* (Introducción) se comentaban algunos de los factores económicos y geopolíticos que condicionaban las decisiones de los diferentes países al tomar sus decisiones en relación al futuro asignado a la energía nuclear. Se señalaba, que la percepción del riesgo nuclear, asociado tanto al potencial accidente (probabilidad y cuantificación del daño) como a la incertidumbre en la gestión a muy largo plazo de los residuos de alta actividad y larga vida, estaba en el origen de la decisión de un significativo número de países de abandonar de forma definitiva la tecnología nuclear, sobre todo después del accidente de Fukushima. El balance de riesgos, sin duda, ha cambiado en países como Japón y Corea, probablemente como consecuencia en gran medida de la actual crisis energética. Por otro lado, la decisión de Bélgica y Alemania de retrasar el cierre de centrales vuelve a actualizar la reflexión sobre la pertinencia de prolongar la vida de las centrales de 2.ª generación más allá de su vida útil de diseño (normalmente de cuarenta años). En *Energía y Geoestrategia* (2022) se mencionaba que en EE. UU. a 88 reactores (de 93) se les había autorizado la extensión de la vida hasta los sesenta años (y a dos de ellos hasta los ochenta), estrategia también contemplada en Francia. También se señalaba que un análisis en términos de coste tendía a orientar la decisión en favor de la extensión de la vida de los reactores, ya que el *coste nivelado* de generación correspondiente a la vida de centrales de generación diez o veinte años más, (estimado por la NEA/IEA[16] en la hipótesis de un tipo de descuento del 7% y un *load factor* del 85%) se encontraba entre 31,2 $/Mwh y 41 $/Mwh,

[16] Nuclear Energy Agency/International Energy Agency. (2020). Projected costs of generating electricity (2020 ed.)

cifra que puede considerarse alineada con las estimaciones del coste marginal a largo plazo de generación eléctrica (coste total medio de generación de la tecnología más eficiente); además, la comparación en términos de coste con la generación renovable se vería favorecida por su menor impacto en los costes del sistema (muy superior grado de firmeza y probable menor grado de repercusión en la inversión en redes en relación a una generación eléctrica más ampliamente distribuida). Durante un periodo de insuficiente inversión en almacenamiento, por otro lado, la extensión de la vida de los reactores permite una reducción del *hueco térmico* necesario para garantizar la fiabilidad del sistema requerida (al reducir la necesidad del *back up*, por la intermitencia renovable, a cargo de las centrales de gas natural).

Por el contrario, con un análisis estrictamente en términos de coste, la inversión en nuevas centrales nucleares de 3.ª generación parece difícilmente justificable. En *Energía y Geoestrategia* (2022) se mencionaba la estimación de *costes nivelados* de generación nuclear de NEA/IEA[16] en la hipótesis de un tipo de descuento del 7% y de un *load factor* del 85%, que variaba entre 71 $/Mwh en Francia y EE.UU., 66 $/Mwh en China e India y 52 $/Mwh en Corea. La estimación del coste total medio de generación nuclear para Francia de R.T.E.[17] es de 67 €/Mwh. Otras estimaciones de *costes nivelados* de generación eléctrica con energía nuclear son incluso más elevados[18] [19]. De la misma forma que es más elevado el coste medio de generación reconocido (el *strike price* de su contrato por diferencias) para Hinkley Point C en Reino Unido, que es de 92,5 L/Mw.h durante 35 años (reducible a 89,5 L/Mw.h si se cumplen determinadas condiciones). Sin duda, sobrepasada la experiencia de los reactores *first of a kind* de cada tecnología, el avance en la curva de aprendizaje permitirá una reducción en los costes, pero lógicamente también ocurrirá lo mismo con las tecnologías alternativas de generación eléctrica. Las tecnologías nucleares todavía en desarrollo (*pequeños reactores nucleares* con tecnología convencional y otros nuevos reactores de 4.ª generación con tecnologías avanzadas) no ofrecen todavía una precisa cuantificación de su coste, aunque la optimización constructiva de los *pequeños reactores nucleares* parezca, por el momento, la vía más prometedora para los

[17] Le Reseau de Transport d'electricité (2021). Futurs energetiques 2050. *IEA*.

[18] EIA. (2022). Levelized Costs of new generation resources in the Annual Energy Outlook 2022. *Independent Stattistics & Analysis U.S. Energy Information Administration.*

[19] Lazard. (2021). Levelized costs of energy análisis. Version 15.0.

países que opten por la alternativa nuclear. De todas formas, independientemente de la no competitividad-coste de los reactores de 3.ª generación, los programas de nueva construcción de reactores de dicha generación continuarán en aquellos países con armamento nuclear (los cinco miembros permanentes del Consejo de Seguridad Nuclear, más India, Paquistán e Israel). Como señalaba *Energía y Geoestrategia* (2022), además, los países occidentales se verán forzados a incrementar la presencia internacional de su tecnología nuclear para enfrentar la dominancia de la penetración exterior rusa en esa área y la posible ventaja de China por el volumen de su programa nuclear en curso, riesgos de los que advierten Bowen (2020)[20] y Bordoff (2022)[21]. En el caso de Francia, el reforzamiento de su programa nuclear, tanto a través de la construcción de reactores de 3.ª generación como el desarrollo de *pequeños reactores nucleares* y otros reactores de 4.ª generación de tecnologías avanzadas es un imperativo de política industrial, ya que la tecnología nuclear es seguramente el nicho industrial donde Francia posee más ventajas competitivas en el escenario internacional.

En los trabajos de *Energía y Geoestrategia* (2023) ya mencionados, Cayetano López expone, con solidez científica y claridad, el marco de análisis en el que encuadrar los debates relativos al papel de las tecnologías nucleares en el proceso de transición energética hacia un escenario de emisiones netas cero a mediados de siglo. Realiza un riguroso examen de las tecnologías de fisión nuclear de diferentes generaciones y de los diferentes desarrollos tecnológicos en curso, al tiempo que diagnostica con realismo el estado de avance de la tecnología de fusión nuclear, tanto a través de la vía seguida por los Laboratorios Lawrence Livermore en EE. UU. como por la del proyecto europeo ITER. Por su parte, Berta Cabello se acerca con profundidad a un área que abarca un conjunto de tecnologías limpias (biocombustibles, combustibles sintéticos, hidrógeno renovable, etc.) centrales para abordar la descarbonización de procesos energéticos, industriales y modos de transporte para los que la electrificación no es la vía más adecuada y que en gran parte están en fase de desarrollo tecnológico. Trevor Tombe realiza una original evaluación del

[20] Bowen, M. (2020). Why the United States should remain engaged on nuclear power: Geopolitical and National Security considerations. *Columbia/SIPA. Center on Global Energy Policy.*

[21] Bordoff, J. (2021). 3 Reason nuclear prower has returned to energy debate. *Foreing Policy.*

impacto en las economías nacionales de los *shocks* de precios de los hidrocarburos, teniendo en cuenta no solo el efecto directo de los precios energéticos, sino también la repercusión indirecta a través de la cadena de oferta según el peso de los *imputs* energéticos en los productos de cada sector, lo que conduce a una caracterización de las posiciones exportadora e importadora e energía de cada país diferente de la habitualmente considerada y remite a una red de causalidad de los efectos globales de los *shocks* energéticos más compleja que la convencional. Felipe Sánchez Tapia ofrece un exhaustivo análisis de los factores energéticos y geopolíticos que definen a la región Cáucaso-Caspio como un polo de atención preferente en el nuevo orden energético abierto con la guerra de Ucrania. Expone con detalle el estado actual de los recursos petrolíferos y las infraestructuras de exportación en el área, su potencial desarrollo en el nuevo contexto de flujos energéticos globales y la repercusión estratégica que un mayor protagonismo energético de la región puede tener no solo en Rusia y Europa, sino en China, EE.UU., Turquía e Irán. Pablo Ahedo Cordón analiza también con detalle, en el nuevo escenario energético que abre la guerra de Ucrania, el eventual papel que un conjunto de países latinoamericanos (Méjico, Venezuela, Argelia y Brasil), ricos en hidrocarburos, podría jugar como un polo de oferta alternativo a Rusia y una fuente de diversificación (alternativa a EE.UU.) para regiones fuertemente importadoras, como Europa, aunque su conclusión sobre ese posible papel relevante es más bien escéptica.

Entrevista con la vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico del Gobierno de España, Dña. Teresa Ribera Rodríguez[1]

La COP 27 de Sharm El-Sheikh, a juicio de la mayoría de los expertos ha tenido un resultado decepcionante. En la política de mitigación apenas se ha avanzado en relación con lo conseguido en la COP 26 de Glasgow. En la política de adaptación se ha destacado el acuerdo para la creación de un Fondo para la financiación de daños y pérdidas en países vulnerables. Este cambio de énfasis de la política de mitigación a la política de adaptación, ¿podría indicar el intento de algunos países de modificar la estructura de prioridades de la política climática? Dados los incumplimientos en los pasados compromisos relativos a la financiación de la política de adaptación y la imprecisión en las características del Fondo acordado, ¿qué pasos considera que es urgente dar en este terreno?

Los resultados en materia de mitigación en la COP27 han sido, en efecto, decepcionantes y muy preocupantes. Si bien se pudo resistir las embestidas de ciertos países para suprimir la referencia al objetivo del 1,5º en el acuerdo final, no se consiguió plasmar la necesidad de alcanzar el punto máximo de emisiones

[1] Entrevista realizada en el mes de febrero de 2023.

en 2025 ni acordar hojas de ruta para la reducción progresiva del uso del carbón y otros combustibles fósiles, entre otras.

En cualquier caso, esto no significa que la agenda de mitigación haya perdido prioridad en las negociaciones climáticas. Al contrario, en la COP28 deberemos hacer un balance global de dónde estamos en los objetivos de mitigación y, con base en ello, realizar una revisión al alza para el siguiente ciclo quinquenal, tal y como prevé el Acuerdo de París.

Lo que sí se produjo en la COP27 es un avance significativo en las agendas de adaptación y de daños y pérdidas y, en particular, en el ámbito de su financiación.

Se ha querido ir más allá, con un llamamiento a adaptar el sistema financiero internacional a la realidad del siglo XXI, de tal manera que permita atender las necesidades climáticas y de desarrollo de los países vulnerables. El acuerdo para la creación de un Fondo de Pérdidas y Daños abre un nuevo capítulo en materia de solidaridad internacional y permite dar respuesta a uno de los principales problemas de derivados del cambio climático: las pérdidas irreparables que sufren, fundamentalmente, los países vulnerables.

En cualquier caso, mitigación y adaptación no son dimensiones excluyentes. Avanzar en adaptación también es imprescindible. En unas circunstancias geopolíticas propicias, estos avances podrían haber ayudado a persuadir a otros países para progresar en mitigación. El impulso en ambos frentes debe ser el camino a seguir.

Respecto a los riesgos de incumplimiento de los compromisos de financiación, la decisión de la COP27 refleja la preocupación por no haber alcanzado el objetivo, a partir de 2020, de movilizar conjuntamente $100bn anuales para financiar la acción climática. También existe conciencia de la necesidad de hacer mayores esfuerzos para poder respetar el compromiso de duplicar la financiación en adaptación en 2025.

En todo caso, el Fondo es parte de un conjunto de acuerdos financieros más amplio para hacer frente a las pérdidas y daños. Por ejemplo, contempla la posibilidad de nuevos fondos y recursos, incluyendo para alerta temprana, ayuda humanitaria o desarrollo, permitiendo así ir más allá del ámbito puramente climático. Asimismo, se abre a la posibilidad de nuevas fuentes de financiación –distintas a contribuciones presupuestarias– y de ampliar la base de donantes –a grandes emisores distintos de los donantes tra-

dicionales, países exportadores de petróleo de altos ingresos…–. Todo ello, junto a la participación en el debate de las instituciones financieras internacionales y los bancos multilaterales de desarrollo, contribuirán, sin duda, a lograr los objetivos marcados en materia de financiación climática.

Aunque en la COP de Glasgow en 2021 se registraron avances en la definición de objetivos de la política de mitigación, también se han destacados notables insuficiencias. En concreto, la Agencia Internacional de la Energía ha señalado un notable *gap* ***entre los compromisos expresados en Glasgow (que ni siquiera permitirían alcanzar plenamente el objetivo del límite del calentamiento de un 1,5 ºC) y los resultados que se derivarían de la aplicación de las políticas nacionales tal como están formuladas en la actualidad (supondrían un nivel de emisiones en la mitad del siglo que se correspondería con un aumento de la temperatura de 2,5 ºC). ¿Qué debería hacerse en su opinión para corregir ese*** *gap* ***que pone de manifiesto la escasa credibilidad de una buena parte de las políticas nacionales?***

Tal y como afirma António Guterres, se necesitan medidas más ambiciosas ya. La credibilidad del objetivo del 1,5º depende de cuestiones tales como alcanzar el pico de emisiones en 2025 o adoptar una hoja de ruta para la reducción progresiva del uso de combustibles fósiles. Objetivos ambos perseguidos por la Comisión Europea en la pasada COP y que trataremos de alcanzar en la COP28 de Dubái.

Por ello, es imprescindible esforzarse para reducir las emisiones y desplegar los planes climáticos de cada país. Esto es exactamente lo que la UE ha anunciado, con el nuevo objetivo ampliado para 2030 de reducción de emisiones del 57% respecto a 1990, o la conclusión de los expedientes del Fit-for-55 y el REPowerEU. También es lo que estamos haciendo en España, donde en 2023 revisaremos y adelantaremos los objetivos marcados en nuestro Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. Esperamos que EE. UU., China y otros grandes emisores se muevan en la misma línea.

Es especialmente importante en el caso de los grandes emisores, que deben establecer estrategias de descarbonización a largo plazo que sean compatibles con el Acuerdo de París.

La plena descarbonización requiere de planes de descarbonización específicos por sectores, así como de colaboración internacional que, bien enfocada, puede contribuir a acelerar la necesaria transición, y a hacerla más fácil y menos costosa. Una mejor coordinación internacional facilita la innovación, refuerza las señales a los inversores, genera mayores economías de escala y asegura un terreno de juego equilibrado para impulsar la transición.

En paralelo, es imprescindible concretar el calendario para llevar a cabo la eliminación gradual de los subsidios a los combustibles fósiles, algo que ha estado presente en las declaraciones del G-20 desde hace ya muchos años. De lo contrario, estaríamos socavando los esfuerzos de financiación pública realizados para movilizar las imprescindibles inversiones verdes, comprometiendo al mismo tiempo la credibilidad del G-20 en materia de acción climática.

Y, finalmente, necesitamos contar con un entorno atractivo para las inversiones, tanto públicas como privadas, en transición verde: regulación adecuada, incentivos y subvenciones públicas, etc. En particular, las destinadas a la transición energética. Así, en la UE hemos aprovechado la oportunidad que nos brindan los fondos de recuperación post-COVID, primero, y los planes de seguridad energética, después.

Pero debemos mirar más allá del contexto UE. Así, debemos utilizar las herramientas de las que disponemos para tender puentes y promover los incentivos adecuados en ámbitos como el multilateral. Esto explica el interés despertado al hilo de la reforma del sistema financiero y las instituciones de Bretton Woods, o en gestión de deuda, donde destaca la presión creciente para que los países contribuyentes condicionen sus aportaciones a los bancos multilaterales de desarrollo y las instituciones financieras internacionales con una reorientación clara para alcanzar la transición verde.

La política climática pretende corregir una externalidad negativa global y, por tanto, exige una cooperación global como la que se plasmó en el Acuerdo de París de 2015. ¿Cree Ud. que los cambios geopolíticos provocados por la guerra de Ucrania pueden debilitar ese clima de cooperación, sobre todo entre los dos principales emisores China y EE. UU.?

Sin duda, la cooperación global es clave para avanzar en materia climática. Y es innegable también que la sintonía entre EE. UU. y China (y la UE) ha sido un factor fundamental en todo progreso

sustancial hecho hasta ahora al respecto. Por ejemplo, el Acuerdo de París. Desgraciadamente, estamos lejos de recrear el escenario previo a la COP21 de 2015, donde este se materializó.

En efecto, a un clima ya enrarecido en los últimos años entre EE. UU. y China por desavenencias de índole comercial, seguridad y de liderazgo tecnológico, se le une la guerra de Putin. Guerra que, también, ha tenido un efecto directo en una Europa a la que el chantaje energético de Putin ha puesto frente al espejo de sus contradicciones (subvenciones a combustibles fósiles, nuevas alianzas para sustituir a Rusia como proveedor de gas…), haciéndole pagar la enorme dependencia de su economía de los combustibles fósiles y su retraso en acometer la transición energética. Transición en la que ahora nos vemos obligados a acelerar, no solo por imperativo climático, sino también por razones de autonomía estratégica.

En definitiva, la diplomacia climática no opera de forma aislada y las tensiones geopolíticas recientes, como la propia invasión de Ucrania o las tensiones entre EE. UU. y China en torno a la situación de Taiwán, han pasado factura.

En todo caso, EE. UU., China y la UE son solo parte de esta ecuación. Si bien estos actores son los principales emisores, Rusia, India, Japón o Brasil, entre otros, se van acercando poco a poco.

Por su parte, desde un punto de vista de capacidad financiera, China es la segunda economía del mundo y países como Rusia, Arabia Saudí o los Estados petrolíferos del Golfo han visto sus ingresos aumentar de forma significativa desde la invasión de Ucrania.

Otro ejemplo de la importancia de la geopolítica en los resultados de las negociaciones climáticas son las dificultades y contradicciones que experimenta el G-77, con intereses muchas veces contrapuestos para establecer acuerdos.

O, también, la desconfianza norte-sur con la que se llegó a la COP27, que auguraba una situación de punto muerto en las negociaciones. En este contexto, la UE buscó desbloquear la situación impulsando el Fondo de Pérdidas y Daños. Un movimiento estratégico para lograr acuerdos en otros ámbitos que, desgraciadamente, no fue correspondido por otros países en lo tocante a mitigación.

En cualquier caso, esta es una agenda clave en la geopolítica, que debe ayudar a la creación de un marco propicio de cooperación. Debemos continuar impulsando iniciativas que apuesten por una mayor cooperación global. Por ejemplo, y de cara a la próxima

COP28, revitalizando una *coalición por la ambición climática* que capitalice las lecciones aprendidas de la COP27 para lograr un avance efectivo en materia de mitigación.

La crisis energética asociada a la guerra de Ucrania está induciendo una intensificación de las políticas de penetración de energías descarbonizadas, pero los imperativos de seguridad energética (como en Alemania o China) o el intento de contener los precios (como en EE. UU.) están conduciendo a promover un mayor autoabastecimiento de energías fósiles. Estas iniciativas, que se presentan como transitorias, ¿podrían frenar la senda de transición energética hacia el escenario de emisiones netas cero a mitad de siglo?

La guerra de Ucrania ha supuesto un *shock* muy importante en la economía mundial que ha obligado a los distintos países a adoptar, según sus circunstancias, medidas para garantizar su suministro de energía y, en su caso, a asegurar que dicho suministro fuera asequible.

Países como Alemania se han visto obligados a absorber un *shock* de oferta descomunal y recurrir a toda la oferta disponible. Pero es algo temporal. Hemos tenido que responder al hueco que dejaba una caída del 40% del suministro de gas natural a Europa, algo muy difícil de hacer en poco tiempo y que nos ha obligado a ser flexibles con aquellos países que más lo han necesitado.

Sin embargo, la ambición de la Unión Europea para la transición energética no ha disminuido un ápice. Incluso ha aumentado. A la emergencia climática se le suman los impactos sociales y económicos que nuestra dependencia de los combustibles fósiles ha provocado. Por ello, cada vez es más evidente que debemos acelerar la transición de nuestro sistema energético.

Esta ambición se demuestra con hechos. En efecto, la UE no solo ha aprobado ya muchas de las herramientas previstas en el paquete *Fit for 55*, como la desaparición para 2035 de los vehículos nuevos con motor de combustión, sino que actualmente estamos negociando la próxima ampliación del objetivo de penetración de las renovables en el *mix* energético para 2030, que podría incluso alcanzar el 45%. Más aún, el *think tank* independiente Ember prevé que, en 2023, Europa reducirá hasta en un 20% el uso de combustibles fósiles (carbón y, sobre todo, gas natural) para producir electricidad.

En lo que respecta a otros países y bloques, es cierto que en el último año EE. UU. ha tomado medidas como la liberación de un número considerable de barriles de petróleo procedentes de sus reservas. Sin embargo, también es cierto que EE. UU. ha apostado decididamente por liderar la transición verde, tal y como muestra su recientemente aprobada *Inflation Reduction Act*.

En el caso de China, su reciente plan quinquenal energético recoge las tensiones entre su necesidad de compaginar la transición energética con la seguridad energética (en respuesta, p. ej., a los apagones que sufrió en 2021), dando para ello un papel importante al carbón. Papel que, sin embargo, previsiblemente se verá reducido cuando la situación se estabilice y otras fuentes de energía ganen terreno. Con una posición central en las cadenas de valor globales de las tecnologías relacionadas con energías limpias, China es también un serio aspirante para liderar la transición energética.

¿Qué balance hace Ud. del resultado de los diferentes paquetes de sanciones adoptadas en el terreno energético contra Rusia?

Hasta la fecha, la UE ha adoptado nueve paquetes de sanciones contra Rusia, el último a mediados del pasado diciembre. Entre otras, en el plano energético se ha establecido la prohibición de llevar a cabo nuevas inversiones en los sectores rusos energético y minero. También se ha prohibido importar crudo y refinados del petróleo procedentes de Rusia y se han establecido limitaciones de precio en relación con el transporte marítimo de petróleo ruso para terceros países.

Pero, quizá más relevante, el plan REPowerEU de la Comisión Europea, de mayo de 2022, que busca poner fin a la dependencia de la UE con respecto a los combustibles fósiles procedentes de Rusia. Y ello, mediante el ahorro de energía, la diversificación de proveedores y el despliegue acelerado de energías renovables.

En este contexto, el balance está siendo muy positivo. Por ejemplo, entre agosto y noviembre de 2022, la UE redujo su consumo de gas natural en más de un 20%, por encima del objetivo de reducción del 15% fijado en julio. Particularizando para España, dicha reducción alcanzó el 23% para el conjunto de 2022 y, en el caso de nuestra demanda de energía eléctrica, en los últimos 5 meses del año fue un 7,5% inferior respecto a la media de los últimos 5 años para el mismo periodo.

Por su parte, desde la invasión de Ucrania las importaciones de gas ruso a la UE se han reducido de forma significativa, lo que se ha compensado con un notable incremento en importaciones de GNL, principalmente procedentes de EE. UU. Además, se ha intensificado la cooperación con otros países, como Canadá, Noruega, Azerbaiyán, Egipto, Israel, Argelia o los países del Golfo, entre otros. Todo ello ha contribuido a que las importaciones por gaseoducto de gas ruso a la UE representaron únicamente el 7% del total a fecha de diciembre de 2022, cuando antes alcanzaban el 40%. O a que países tradicionalmente dependientes del gas ruso, como Alemania, hayan reducido su consumo de gas ruso a la mínima expresión a finales de 2022.

Asimismo, el despliegue de renovables en la UE avanzará a velocidad de crucero. Y continuará haciéndolo, en vista de algunas de las medidas adoptadas recientemente, como la flexibilización temporal de la concesión de permisos (noviembre de 2022) o el nuevo objetivo de penetración de renovables para 2030 al que he hecho mención anteriormente.

Como consecuencia de la crisis energética, la UE parece abierta a significativos cambios en el marco regulatorio del sector energético europeo. Uno de los más importantes concierne al marco regulatorio de los mercados eléctricos europeos. ¿Qué orientación cree Ud. que seguirá esa reforma?

La crisis energética ha puesto de manifiesto que el mercado eléctrico, en su diseño actual, no permite afrontar adecuadamente situaciones de alta volatilidad de precios, que se traslada directamente a los consumidores finales. Pero es que, además, tampoco está preparado para un escenario futuro de alta penetración de las energías renovables ni de soluciones que deben proporcionar firmeza y flexibilidad al sistema en los próximos años, como el almacenamiento o la gestión de la demanda.

Por todo ello, a principios de enero, remitimos a la UE una propuesta para un construir un nuevo modelo que aporte estabilidad a los precios, garantice el suministro de un modo limpio y eficiente y reparta los costes de un modo equitativo, impidiendo el surgimiento de beneficios extraordinarios.

Así, el actual sistema marginalista y las compras bilaterales a través de PPAs, seguirían funcionando, pero complementados con instrumentos para solucionar lo que ahora no opera adecuadamente: contratos a plazo de energía y de otros servicios, como

capacidad o flexibilidad, para que sean realmente representativos y ejerzan la función que les corresponde.

Para las renovables intermitentes, como la eólica y la solar, proponemos un sistema de subastas de carácter voluntario, similar al español, que asignarían un precio fijo a las centrales durante toda su vida útil, reflejando el coste medio de las instalaciones y garantizando su rentabilidad y atractivo para los inversores. El modelo seguiría el sistema de los contratos por diferencias: cada hora, cuando el precio asignado en la subasta fuera inferior al reflejado por el mercado, el generador tendría derecho a una compensación. Y viceversa, cuando el precio asignado en la subasta fuera superior al del mercado, surgiría una obligación de pago para el generador.

De nuevo, planteamos un sistema de contratos por diferencias para las tecnologías sin apenas competencia, ya sea por escasez de recurso o por la necesidad de apoyo público, como la hidroeléctrica o la nuclear. Sin embargo, a diferencia de las subastas, estaría basado en un precio regulado. Este tratamiento permitiría reducir los precios para los consumidores de forma inmediata, así como ofrecer a los generadores seguridad regulatoria y visibilidad y estabilidad en sus ingresos, impidiendo al mismo tiempo obtener los famosos beneficios caídos del cielo.

Además, el nuevo modelo trascendería el enfoque de mercado *solo energía*, completándolo con mercados de capacidad. Esto es, el modelo se complementaría con la retribución a instalaciones de generación y almacenamiento, así como a los servicios de flexibilidad, por estar disponibles para garantizar la seguridad de suministro.

En todo caso, la reforma del mercado eléctrico es clave para facilitar la transición energética, pensando en los ciudadanos y empresas, pero también en el clima y la biodiversidad. Esperamos ansiosos la propuesta que presentará la Comisión Europea en marzo para seguir construyendo Europa juntos.

¿Cree Ud. que se está avanzando con suficiente rapidez en la curva de aprendizaje de tecnologías necesarias, pero no totalmente maduras, para la transición energética, como el hidrógeno, y combustibles sintéticos limpios o la captura, uso y almacenamiento de CO_2?

Creo que se están haciendo importantes progresos en tecnologías clave, como las relacionadas con los gases renovables

como hidrógeno verde o los biocombustibles. Y ello, frente a otras, como la captura y almacenamiento de CO_2 que, si bien podrían jugar un papel futuro en la descarbonización de la sociedad, posiblemente no en los niveles necesarios para compensar medidas de mitigación insuficientes, según voces como Easac.

En efecto, según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), la tecnología tiene un rol clave en muchos de los cambios necesarios para asegurar una transformación exitosa hacia un futuro energético limpio. Y, posiblemente, en ningún caso más que en el despliegue masivo de hidrógeno como vector energético limpio y potencial sustituto de combustibles fósiles en ámbitos con escasas opciones limpias, como el transporte pesado, difícil de electrificar, o la producción de fertilizantes.

Un reciente estudio de la propia Agencia destaca el importante aumento de patentes relacionadas con la producción de hidrógeno limpio en la última década, con un papel muy destacado de la Unión Europea. Muestra, sin duda, de que existe una respuesta positiva a la necesidad de contar con cadenas de valor competitivas en este ámbito. Pese a todo, sigue habiendo áreas en las que es necesario hacer esfuerzos adicionales, sobre todo las relativas a usos finales (aunque la tendencia en sectores clave como la automoción o el acero sea esperanzadora).

Es por ello por lo que desde este Gobierno estamos enfocando el diseño de líneas de ayuda de nuestro plan de recuperación (fondos NextGen EU) al impulso de la cadena de valor y la innovación e investigación en el ámbito del hidrógeno renovable. Y ello, con el objetivo de consolidar e impulsar la posición de España como referente tecnológico en la producción y uso de este gas.

En el caso de los biocombustibles, la AIE considera necesario ampliar el alcance de las tecnologías de producción actuales a alternativas más sostenibles, como la utilización de residuos. En cualquier caso, pese a que la producción de biocombustibles es comercialmente viable en muchos ámbitos, en otros existen todavía ciertos *gaps* de innovación a superar para alcanzar la viabilidad comercial (por ejemplo, en biomasa leñosa), e incluso técnica (e. g. licuefacción hidrotermal).

En conclusión, pese a que vamos por el buen camino, es necesario acelerar y apostar decididamente por la innovación tecnológica que nos permita acometer con garantías la transición energética.

¿Cómo abordar los efectos en la localización de las nuevas inversiones en el área de las tecnologías limpias inducida por las diferentes políticas de ayudas públicas?

Los grandes actores de la economía mundial han entendido que el futuro pasa por la transición verde, que también es percibida como una oportunidad para impulsar una nueva era de desarrollo tecnológico e industrial.

No es casualidad que las principales potencias, EE. UU. y China, estén buscando activamente posicionarse en la carrera inversora que se ha abierto en este ámbito. Por ejemplo, como he mencionado anteriormente, el primero ha aprobado recientemente su *Inflation Reduction A*ct, que le permitirá subsidiar de forma agresiva sus industrias verdes y priorizar la producción doméstica con cláusulas *buy-American*. Una apuesta decidida por convertirse en un líder mundial en energía verde y tecnologías limpias.

De no dar una respuesta adecuada, la Unión Europa corre el riesgo sufrir una deslocalización de inversiones y verse excluida del nuevo proceso industrializador, perdiendo competitividad como bloque y quedándose atrás en esta transición verde. Incluso, haría peligrar nuestro objetivo de autonomía estratégica, al vernos abocados a sustituir nuestra actual dependencia de combustibles fósiles extranjeros por una dependencia tecnológica e industrial de terceros países.

En este contexto, el pasado 17 de enero, la Comisión Europea anunció en Davos su propuesta de réplica al *Inflation Reduction Act* estadounidense, que incluye un *Net-Zero Industry Act,* enfocado en inversiones estratégicas a lo largo de la cadena de valor y en la necesidad de simplificar y acelerar permisos para nuevas inversiones en tecnologías limpias. O también, entre otras, la adaptación de las ayudas de Estado para impulsar la inversión y financiación en la producción *clean-tech*, o la necesidad de adaptar nuestra política comercial para responder a prácticas anticompetitivas de terceros países. En este contexto, el Comisario de Mercado Interior estima que la UE movilizará cerca de 350.000 millones de euros para su industria energética verde.

En todo caso, la respuesta que demos debe ser común, debe ser de toda la UE. Y, para ello, debe guardar un adecuado equilibrio entre la adopción de medidas y herramientas a la altura del reto, por un lado, y la necesidad de asegurar un terreno de juego equilibrado que no ponga en peligro la integridad de nuestro mercado único, por otro.

Esperamos concretar próximamente estas y otras propuestas para continuar el debate. Urge adoptar una respuesta a la altura, firme y decidida, que nos permita jugar el papel que nos corresponde en la transición verde.

El acuerdo político para impulsar el desarrollo de una infraestructura de transporte de hidrógeno entre España y Francia es un primer hito en la configuración de una red europea de transporte de combustibles limpios. ¿Cómo concibe Ud. este proceso a largo plazo?

La situación actual ha provocado que la Unión Europea se haya marcado un ambicioso objetivo de reducción de su dependencia energética exterior y, en particular, de combustibles fósiles procedentes de Rusia.

Con la vista puesta en dicho objetivo y la consiguiente reducción de importaciones de gas y petróleo rusos se hace necesario acelerar en el desarrollo de infraestructuras que quizá hubieran tardado algo más en llegar, pero que es necesario adelantar a esta década.

El apoyo a las interconexiones energéticas es, frente al reto que supone la intermitencia de las fuentes de energía renovable, fundamental a la hora de asegurar la estabilidad del suministro y de dotar de mayor flexibilidad al sistema.

En este contexto, tres países vecinos y aliados como somos Francia, Portugal y España hemos acordado el desarrollo del primer corredor de hidrógeno renovable de la UE, el H2Med, que comprende una interconexión con Portugal, otra submarina con Francia y los dos ejes troncales del futuro sistema de hidrógeno español.

Un proyecto que podrá estar operativo para finales de esta década y que podrá transportar en torno a 2 millones de toneladas de hidrógeno al año, el 10% del consumo total de este gas que la Unión europea ha fijado para 2030 en su plan REPowerEU.

De este acuerdo podemos esperar que España se desarrolle como un futuro *hub* de hidrógeno verde, que nos permita no solo abastecer nuestra demanda doméstica, sino también convertirnos en un exportador de energía limpia al resto de la Unión.

Y ello, gracias en gran medida a nuestra ventaja competitiva en esta tecnología, basada en una mayor abundancia de recursos naturales autóctonos (el potencial solar de España es el mayor

de Europa) que nos está permitiendo acelerar la integración de energías renovables en nuestro *mix* energético y, por lo tanto, en la producción de hidrógeno verde.

Los retos con los que se encuentra la transición energética requieren cambios en los patrones de conducta e incluso culturales de la ciudadanía. ¿Cómo cree Ud. que se pueden inducir?

La transición energética no se puede concebir sin una sociedad que entienda, que respalde y que exija. Y por eso soy optimista. Según la última encuesta anual sobre el clima que realiza el BEI (agosto 2022), casi el 90% de los españoles considera que, o reducimos de manera drástica nuestro consumo de energía, o nos veremos abocados a una catástrofe mundial.

Y más de dos terceras partes, por encima de la media europea, cree que las consecuencias de guerra de Ucrania deberían servir de impulso para acelerar la transición ecológica.

La sociedad española es consciente del problema y quiere ser parte de la solución. En los últimos años hemos avanzado mucho en los términos del debate público, en la necesidad de acometer la transición energética. Además, la crisis energética provocada por la guerra de Putin ha puesto de manifiesto las vulnerabilidades de un modelo basado en el consumo de combustibles fósiles, evidenciando la necesidad de acelerar el proceso de transición.

Pero, ¿qué ocurre con el gas natural y con el petróleo? ¿Cómo aceleramos los cambios necesarios en nuestros patrones de movilidad o de confort térmico en nuestros hogares? ¿Estamos preparados para ello? Estas preguntas, legítimas, requieren compaginar consideraciones de confort personal con los objetivos de la transición. No podemos exigir a la gente que sean héroes toda su vida.

De igual forma, debemos integrar también a la preocupación de aquellos que piensan que pierden con la transición energética. ¿Qué pasa con aquellos trabajadores que trabajaban en sectores que, de repente, se ven abocados a un profundo cambio estructural? Las medidas sociales de acompañamiento y la posibilidad de recualificación de los trabajadores son cruciales.

O también, ¿cómo compaginamos la sensibilidad del entorno local hacia una mayor presencia de renovables con la convicción de que la energía es consumida en otro sitio, sin un poso tangible

(empleo, actividad económica) en el territorio donde esta se genera?

En definitiva, la transición energética no podrá darse sin encontrar un equilibrio adecuado entre las consecuencias sociales, ambientales y económicas que de ella se derivan. Necesitamos que sea una agenda de esperanza y de oportunidades y no de limitaciones, prohibiciones y miedo. Solo así lograremos los cambios culturales y de conducta necesarios para acometerla exitosamente.

¿Cuáles cree Ud. que deberían ser las iniciativas adoptadas en la UE para que Europa se convierta en un referente global en el diseño de una política de transición energética justa?

La UE ha hecho una apuesta decidida por llevar a cabo una transición energética justa, y lo ha hecho poniendo las personas afectadas por la transición en el centro de las decisiones y adoptando, en consecuencia, ambiciosas medidas para lograrlo.

Entre estas medidas, destaca la creación en 2019 de un Mecanismo para una Transición Justa que, junto con el fondo del mismo nombre, buscan que la transición hacia una economía climáticamente neutra sea justa, generadora de empleo de calidad y que permita el desarrollo de tejido empresarial e industrial en los territorios afectados. En definitiva, que no deje a nadie atrás.

Para lograrlo, la UE ha venido colaborando estrechamente con los distintos Estados miembros. En el caso particular de España venimos trabajando en este sentido desde 2019, cuando aprobamos nuestra Estrategia de Transición Justa como parte del paquete de energía y clima. Con ella, buscamos que las nuevas inversiones y medidas de fomento de un nuevo modelo energético limpio, tengan la justicia social y la creación de empleo en el centro.

Desde entonces, en nuestro país se han firmado dos acuerdos tripartitos con sindicatos, empresas y Gobierno, con el objetivo de gestionar adecuadamente el cierre de la minería y centrales térmicas asociadas al carbón. También se han desplegado soluciones a medida en cada territorio afectado por los cierres, con la firma de hasta 15 convenios de transición justa para instrumentar apoyos que permitan materializar su reactivación.

Además, hemos priorizado los territorios de transición justa en las medidas de apoyo a renovables, hidrógeno verde y comunidades energéticas, que han resultado ser un importante vector para

la atracción de inversores a estos territorios. En este contexto, destaca el proyecto del nudo energético de Mudéjar en Andorra, Teruel, el primer concurso del mundo basado en criterios de transición justa y cuya adjudicación implica inversiones por importe de 1.500 millones de euros para la zona.

Entre los hitos recientes más destacados de esta colaboración destaca la aprobación el diciembre pasado de nuestros Plan y Programa vinculados al Fondo de Transición Justa, que permitirá aplicar casi 870 millones de euros de ayuda para los territorios más afectados por la transición energética.

Unión Europea y Estados miembros deben continuar colaborando y trabajando en esta dirección para asegurar que la transición energética limpia suponga –como ha sido hasta el momento– un fuerte motor de industrialización, de innovación y de creación de empleo de calidad. Como he dicho antes, conjugar los aspectos sociales, económicos y medioambientales de la transición energética es fundamental para su éxito.

Capítulo primero

El efecto de los *shocks* energéticos en las economías nacionales

Trevor Tombe

Resumen

Los precios de la energía se incrementaron rápidamente durante gran parte de 2022. En el tercer trimestre de ese año, el precio del carbón australiano aumentó un 150% respecto al año anterior. Los precios del gas natural en Europa se incrementaron un 150% y, a nivel global, aumentaron más del 115%. El precio del crudo subió más de un 40%. Estos incrementos ponen en jaque a los hogares y compañías de muchos países, modificando tanto el nivel como la composición de los gastos de consumo y los volúmenes de producción. Pero dado que, como se documenta en este capítulo, la inmensa mayoría del consumo energético mundial está implícita en innumerables bienes y servicios no energéticos, debe considerarse toda la cadena de suministro para apreciar plenamente la magnitud del impacto que tienen los *shocks* energéticos. En este capítulo se analizan los efectos directos e indirectos que tienen los recientes aumentos de los precios de la energía y se hace una caracterización de la exposición de diferentes economías a los *shocks* energéticos en general. Se pone en evidencia que más del 80% del uso energético a nivel mundial no proviene del consumo directo, sino que está implícitamente contenido en el coste de producción de artículos

individuales. Combinando el cálculo de comercio energético directo e indirecto, también queda de manifiesto que los *shocks* energéticos pueden originarse en países que no juegan en sí mismos un papel significativo en cuanto a la exportación directa de energía. El análisis también muestra que la mayoría de los países europeos están expuestos no solo a las adversidades de los *shocks* energéticos directos (como ha ocurrido recientemente tras la invasión de Ucrania por parte de Rusia), sino también a los *shocks* energéticos indirectos, en especial de la región Asia-Pacífico. A medida que aumenta la incertidumbre a nivel mundial y el suministro energético global se interrumpe con mayor frecuencia, la búsqueda de formas para reducir la dependencia de fuentes energéticas extranjeras puede convertirse en una prioridad política de primer orden para muchos países.

Palabras clave

Precios, costes, inflación, suministros, comercialización, balances.

The Effect of Energy Shocks on National Economies

Abstract

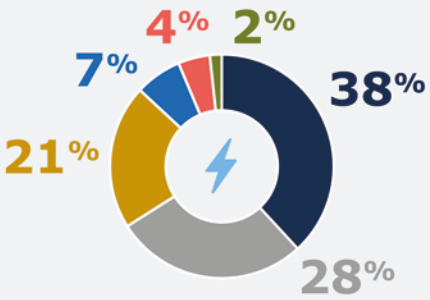
Energy prices rose rapidly through much of 2022. In the third quarter of that year, the price of coal from Australia was up 150 percent compared to one year earlier. Natural gas prices in Europe rose over 150 percent; globally, it rose over 115 percent. And crude oil was up over 40 percent. These increases strain households and businesses in many countries, shifting both the level and composition of consumer expenditures and production volumes. But, as this chapter documents, since the overwhelming majority of global energy use is embodied within countless non-energy goods and services, the entire supply chain must be considered to fully appreciate the scale of the impact of energy shocks. In this chapter, I explore the direct and indirect effects of recent energy price increases and characterize the exposure of different economies to energy shocks in general. I show that over four-fifths of global energy use is not consumed directly but is instead implicitly contained within the cost of producing individual items. Combining measure of direct and indirect energy trade, I also demonstrate that energy shocks can originate from countries that are not themselves meaningful direct exporters of energy. The analysis also reveals that most European countries are susceptible to not only adverse direct energy shocks –as occurred most recently following Russia's invasion of Ukraine– but also indirect energy shocks, especially from the Asia-Pacific region. As the world becomes increasingly uncertain, and global energy supplies more frequently disrupted, exploring ways to lower dependency on foreign energy sources may become a leading policy priority for many countries.

Keywords

Prices, costs, inflation, supplies, marketing, balance sheets.

LOS SHOCKS ENERGÉTICOS AFECTAN A LAS ECONOMÍAS NACIONALES EN FORMAS COMPLEJAS

USO DE LA ENERGÍA PRIMARIA GLOBAL, 2021



- PETRÓLEO
- HIDRÁULICA
- CARBÓN
- NUCLEAR
- GAS NATURAL
- ENERGÍAS RENOVABLES

LA MAYOR PARTE DE LA ENERGÍA GLOBAL ESTÁ INTEGRADA DENTRO DE LOS BIENES Y SERVICIOS

21% MÁS ARRIBA EN **LA CADENA DE SUMINISTRO**

14% INSUMOS PARA PRODUCIR **INSUMOS**

22% INSUMOS PARA PRODUCIR **PRODUCTOS FINALES**

29% **PRODUCTOS Y SERVICIOS** FINALES

14% **USO DIRECTO DE ENERGÍA EN LOS HOGARES**

PREVISIONES DEL BANCO MUNDIAL SOBRE PRECIOS DE LOS PRODUCTOS, 2022 VS 2021

+130%	+40%	+150%	+70%	+70%
CARBÓN, AUSTRALIA	**CRUDO DE PETRÓLEO,** BRENT	**GAS NATURAL,** EUROPA	**GAS NATURAL,** EE.UU	**GNL,** JAPÓN

FLUJOS COMERCIALES DE ENERGÍA A NIVEL GLOBAL, 2021

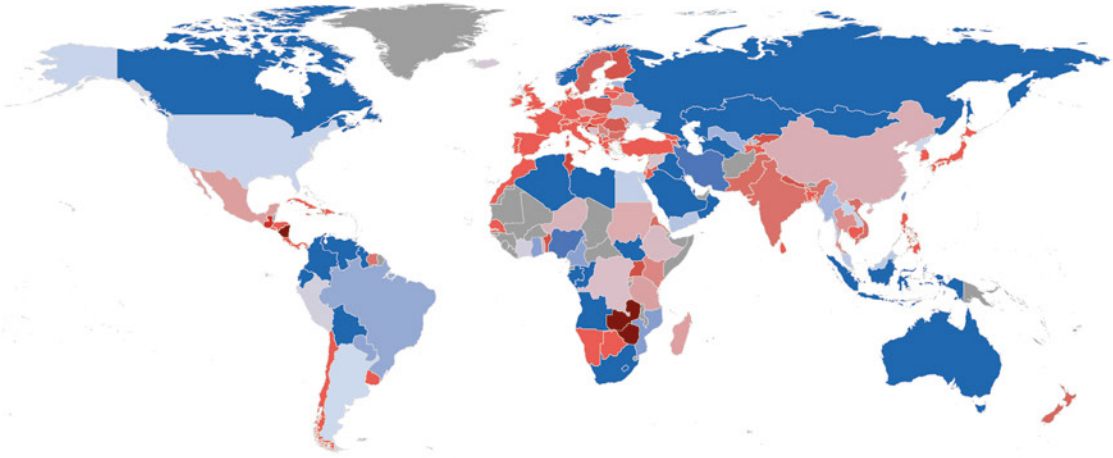
PRINCIPALES EXPORTADORES:

CHINA	EE.UU	EAU	RUSIA	ARABIA SAUDÍ	INDIA
2%	11%	10%	9%	9%	3%
18%	11%	1%	7%	2%	5%

● COMERCIO ENERGÉTICO DIRECTO ● COMERCIO ENERGÉTICO IMPLÍCITO

EXPOSICIÓN A LOS SHOCKS ENERGÉTICOS EXTRANJEROS

DEFICIT/SUPERÁVIT ENERGÉTICO TOTAL:
ENERGÍA DIRECTA + ENERGÍA IMPLÍCITA



BALANCE ENERGÉTICO TOTAL
(% DEL SUMINISTRO TOTAL):

<-50% -25% 0% +25% >+50% SIN DATOS

NOTA: LOS VALORES NEGATIVOS INDICAN UN CONSUMO DE ENERGÍA EXTRANJERA SUPERIOR AL CONSUMO DE ENERGÍA NACIONAL

1. Introducción

En 2022, el mundo experimentó una de las mayores crisis energéticas de las últimas décadas. En el tercer trimestre de ese año, el precio del carbón australiano aumentó un 150% respecto al año anterior. Los precios del gas natural en Europa se incrementaron un 150% y, a nivel global, aumentaron más del 115%. El precio del crudo subió más de un 40%.[1] Esto no solo afecta a los compradores de energía directamente, sino que se propaga a través de las cadenas de suministro mundiales, ya que el aumento de los costes de producción y transporte repercute en los consumidores o se absorbe mediante la reducción de los márgenes o la limitación de operaciones empresariales. En noviembre de 2022, los precios de consumo aumentaron, de media, más de 10,3 puntos en la OCDE.[2] Incluso Japón, que durante décadas ha lidiado con un crecimiento lento y episodios no infrecuentes de deflación, vio cómo su tasa de inflación alcanzaba casi el 4%. El aumento de los costes de la energía fue un factor clave, especialmente entre los países europeos, que hicieron frente a desafíos extraordinarios no solo por el aumento de los precios globales, sino también por la interrupción de los suministros procedentes de Rusia debido a la invasión de Ucrania por ese país en febrero de 2022. Siendo claros, también están quienes se han beneficiado de este aumento de precios de la energía. Los países que son exportadores netos de productos energéticos gozarán de mejoras significativas en cuanto a condiciones comerciales. Canadá, por ejemplo, ha visto aumentado el total de sus exportaciones un 26% en el tercer trimestre de 2022 respecto al mismo periodo de 2021, y los productos energéticos han contribuido en casi un 60% a dicho aumento.[3] Debido a estas alteraciones tan significativas como consecuencia de los rápidos cambios en los precios de la energía, comprender las consecuencias de los *shocks* energéticos para las economías nacionales de todo el mundo cobra cada vez mayor importancia. Este capítulo utiliza los datos más recientes de los que disponemos para cuantificar los efectos que tiene el incremento de los precios de la energía en consumidores, productores y economías en general.

Como hemos señalado, no se trata de considerar únicamente los efectos directos del incremento de los precios de energía. La

[1] *Fuente:* cálculos del autor basándose en Banco Mundial (2023).
[2] *Fuente*: cálculos del autor basándose en OCDE (2022a).
[3] *Fuente*: cálculos del autor basándose en Statistics Canada (2022).

mayor parte del consumo energético está implícita en los innumerables bienes y servicios. Utilizando datos que describiremos más adelante, se pone en evidencia que más del 80% del uso energético a nivel mundial no proviene del consumo directo, sino que está implícitamente contenido en el coste de producción de artículos individuales. Por tanto, se debe considerar la totalidad de la cadena de suministro. De hecho, se estima que la mayor parte del consumo energético global queda implícito dentro de los insumos que se utilizan para producir otros bienes y servicios. Consecuentemente, el aumento de los precios de la energía puede afectar a la competitividad y costes económicos incluso dentro de los sectores que no se consideran energéticamente intensivos. La producción agrícola, por ejemplo, es una actividad energéticamente más intensiva que la fabricación y confección textil, si solamente tenemos en cuenta el consumo energético directo que se hace en cada sector. Sin embargo, si tenemos en cuenta toda la cadena de suministro y todos los vínculos intersectoriales, resulta evidente que el sector textil es energéticamente más intensivo que la agricultura. Es decir, la cantidad de energía implícita en un producto medio del sector textil es mayor (por dólar de producción) que la implícita en un producto agrícola medio.

Dichas consideraciones relativas a la cadena de suministro tienen una importancia crítica a escala global. Se demuestra que los mayores exportadores de energía no son solamente los principales productores de petróleo, gas y carbón a nivel mundial, sino que también se incluyen las economías manufactureras más importantes, como China. De hecho, de toda la energía implícita en bienes y servicios a nivel mundial, China exporta casi el 18%. e India exporta otro 5%. Pero ninguna de las dos economías es una exportadora material de productos energéticos primarios. Los *shocks* energéticos que se originan en China (incluso si se localizan, por ejemplo, en los precios nacionales de la electricidad) pueden tener implicaciones globales a través de la vasta red de comercio energético mundial. Al combinar todos los productos energéticos, incluidos tanto el comercio energético directo de productos primarios como el comercio de energía implícita, se demuestra que el balance energético de los países es una medida útil para entender cuán expuesta está una economía a los *shocks* energéticos. Europa, Japón, India y China dependen especialmente de fuentes de energía extranjeras y, por tanto, están más expuestas a los *shocks* energéticos. Los acontecimientos de 2022 han dejado esto en evidencia para la mayoría de las economías europeas.

Antes de pasar a los detalles del análisis de este capítulo, merece la pena entender por qué los *shocks* energéticos no son algo excepcional. Productos como la energía o la agricultura son algo singular entre los bienes y servicios, ya que sus mercados están dominados por compradores y vendedores que son relativamente insensibles a los precios. Si los precios suben, los compradores reducirán de forma moderada las cantidades adquiridas, y los vendedores aumentarán las cantidades suministradas también de forma moderada. Esta característica (inelasticidad en la oferta y la demanda) supone que los pequeños cambios en la demanda o en la oferta pueden tener un gran impacto en el precio. Es algo que, a lo largo del tiempo, observamos con regularidad en los mercados energéticos. En la figura 1, se muestra un índice global de los precios de la energía elaborado por el Fondo Monetario Internacional (FMI, 2022). Esta combina los precios de los productos energéticos principales del carbón, petróleo crudo y gas natural. La figura muestra el índice resultante y las áreas sombreadas representan tramos en los que el precio se incrementó más de un 50% respecto al año anterior.

En los últimos 30 años, se han dado varios periodos en los que los precios han subido y han bajado de forma considerable con la misma rapidez. Entre los años 1998 y 2000, por ejemplo, los precios de la energía se incrementaron más del doble, seguido por un descenso de los mismos. Pero entre la invasión de Iraq por parte de los Estados Unidos y la crisis financiera, los precios aumentaron de forma considerable y continuada. Puesto que este aumento fue gradual, solo se han sombreado algunas zonas del gráfico en las que el crecimiento anual superó el 50%. Esto estuvo ocurriendo hasta 2007 y 2008, cuando los precios aumentaron más del doble. Hasta hace poco, esta había sido una de las mayores crisis energéticas. Existen numerosas causas, pero el aumento de la demanda energética en China, combinada con el crecimiento relativamente lento del suministro, se perfilan como factores clave. Pero cuando se desató la crisis financiera y la demanda bajó, también bajaron los precios. Más tarde, en 2014, los precios empezaron a bajar a causa de un incremento del suministro global. Un aumento considerable de la producción en Estados Unidos, seguido de la revolución del gas esquisto, y el aumento de producción en Rusia y en los países de la OPEP, fueron factores clave. Finalmente, el aumento de los precios tras los *shocks* provocadas por la COVID-19 ha sido, por otro lado, una de las mayores subidas de la historia en cuanto a los precios de las materias primas.

Han sido varios factores los que han generado esta importante y relativamente duradera crisis energética, desde 2021 a 2022. En primer lugar, la recuperación económica global tras la COVID-19 ha sido más sólida y robusta de lo que muchos anticiparon. El rápido desarrollo de vacunas de alta efectividad, junto con el éxito de las campañas de vacunación en muchos países, han sido factores clave para aumentar la demanda energética (y, por tanto, los precios) a lo largo de 2021. Algunos factores meteorológicos también han contribuido a este aumento de la demanda; por ejemplo, un invierno especialmente frío en gran parte del hemisferio norte.[4] Aun así, es relevante señalar que este aumento de la demanda no se ha visto correspondido con un aumento de la oferta. A corto plazo, como hemos indicado, el suministro energético es muy inelástico. Esto se ha hecho más evidente en los últimos años puesto que, desde 2014, las inversiones de capital destinadas a la producción de petróleo y gas natural disminuyeron drásticamente en muchos de los principales países productores. En cierto sentido, esto ha provocado que los mercados energéticos sean más vulnerables a los cambios en la demanda.



Figura 1. Índice global de precios de la energía. Nota: se muestra un índice de los precios globales de la energía. Las zonas sombreadas representan periodos en los que el incremento anual del precio de la energía superó el 50%. Fuente: cálculos del autor basándose en FMI (2022)

La creciente presión sobre los mercados energéticos globales se vio acuciada por la invasión rusa de Ucrania a finales de febrero de 2022. Rusia es un importante proveedor de energía a nivel

[4] Para una descripción detallada de los acontecimientos de oferta y demanda que provocaron un rápido aumento de los precios globales de la energía en 2021, consultar Álvarez y Molnar (2021).

mundial; es el segundo productor de gas natural a nivel mundial y el mayor exportador. También exporta cantidades considerables de petróleo crudo, principalmente de densidad media y, en 2021, dichas exportaciones eran equivalentes a casi cinco millones de barriles diarios. La mayor parte de esta energía fluye hacia países europeos que, como veremos en este capítulo, están especialmente expuestos a los *shocks* energéticos. Tras la invasión rusa, los cortes de suministro, las sanciones, una reducción de la producción por parte de Rusia, el cese de funcionamiento de gaseoductos y otros factores provocaron un aumento en los precios de la energía durante los meses posteriores a la invasión. Los precios del gas natural en Europa, por ejemplo, se triplicaron con creces desde finales de febrero de 2022 a abril de 2022 (AIE, 2022a). A nivel mundial, el índice de precios de la energía del FMI aumentó cerca de un 50% en los meses posteriores a la invasión. A pesar de que los precios han bajado desde los máximos alcanzados en verano del 2022, siguen siendo elevados si los comparamos con niveles históricos. En el tercer trimestre de 2022, los precios de la energía se habían incrementado más de un 81% en comparación con el mismo periodo de 2021. Y el futuro es bastante incierto. La situación de precios de la energía ha mejorado recientemente en Europa, por ejemplo, con la caída de los precios del gas natural en enero de 2023 llegando a niveles anteriores a la invasión rusa (Reed, 2023), pero nadie cuestiona que vuelva a producirse un incremento de los precios. Históricamente, la tecnología y conocimientos de occidente, por ejemplo, ha jugado un papel importante en el desarrollo energético ruso, lo que a largo plazo puede originar presiones globales en la oferta energética (Reed, 2022). Incluso si este impacto es reducido, al combinarlo con una creciente demanda y con la naturaleza inelástica de la oferta y la demanda en este mercado, el incremento de los precios podría ser considerable.

Además de Rusia, existen riesgos materiales para el suministro global de petróleo en varias regiones del mundo.[5] El Golfo Pérsico es, por supuesto, el mayor proveedor. Aun así, teniendo en cuenta que la totalidad de sus exportaciones pasan por el Estrecho de Ormuz, los conflictos que en el futuro pudieran darse en esta región pondrían en riesgo esta ruta comercial crítica, lo que tendría implicaciones muy graves en los mercados de petróleo globales. En menor medida, esta región también da empleo a un número considerable de trabajadores extranjeros del sector

[5] Se ha resumido solo una selección de los posibles riesgos que detalla Zeihan (2022).

energético. Si la situación de seguridad limita el número de dichos trabajadores, la producción puede verse reducida. Un aumento de la piratería en las costas de África occidental y oriental también podría poner en peligro el tránsito de varios millones de barriles cada día. Las crisis entre los mayores productores africanos, Nigeria en particular, también podría tener implicaciones globales. Independientemente del origen de dichas alteraciones, los *shocks* energéticos (tanto positivos como negativos) seguirán ocurriendo.

En este capítulo nos enfocamos en los *shocks* energéticos, pero no solo en cuanto al suministro de fuentes de energía primarias como el carbón, petróleo o gas natural. También nos centramos en algo que, estando en gran medida infravalorado, potencialmente tiene la misma importancia: la energía que fluye entre los diferentes países implícita en los bienes y servicios que son objeto de comercio internacional. Un país que no importa energía primaria puede seguir expuesto a los *shocks* energéticos globales, en la medida que la energía constituye un insumo importante en la producción de bienes que este puede importar desde el extranjero. De hecho, como se mostrará más adelante en este capítulo empleando los últimos datos disponibles, al tiempo que los países de Oriente Medio y de la antigua Unión Soviética se sitúan a la cabeza en la producción y exportación de energía, países como China y otros de Asia-Pacífico son los mayores exportadores de energía si contamos también la energía implícita. Conjuntamente, esta región exporta más del 40% del total de energía implícita. China, por sí sola, es responsable de casi una quinta parte. Los desarrollos que afecten al precio de la energía en dichos productores principales de bienes y servicios podrán tener implicaciones globales muy importantes.

La forma en que los *shocks* energéticos afectan a las economías de los países ha cambiado mucho en función del lugar y del tiempo. El origen de los *shocks* es importante; es decir, si los precios aumentan debido a una perturbación negativa en la oferta o si se debe a una perturbación positiva en la demanda. La situación de un país en términos de consumo neto frente a producción neta también influye, puesto que la subida de precios supondrá un beneficio económico neto para los países que exporten energía de forma desproporcionada. Las medidas políticas también juegan su papel. De hecho, es posible que las recientes mejoras de las políticas monetarias y la reducción del porcentaje de energía en los procesos de producción hayan hecho que las economías

avanzadas sean menos vulnerables frente a los *shocks* de precio del petróleo (Blanchard y Galí, 2010). Este capítulo da cuenta de los diferentes indicadores potenciales de la vulnerabilidad de un país, enfatizando la importancia que tiene la energía implícita en los bienes y servicios finales que consumimos. Veremos que Asia Central, África y Europa (en particular, la Europa Occidental) tienen una dependencia desproporcionada respecto a la energía producida fuera de sus fronteras.

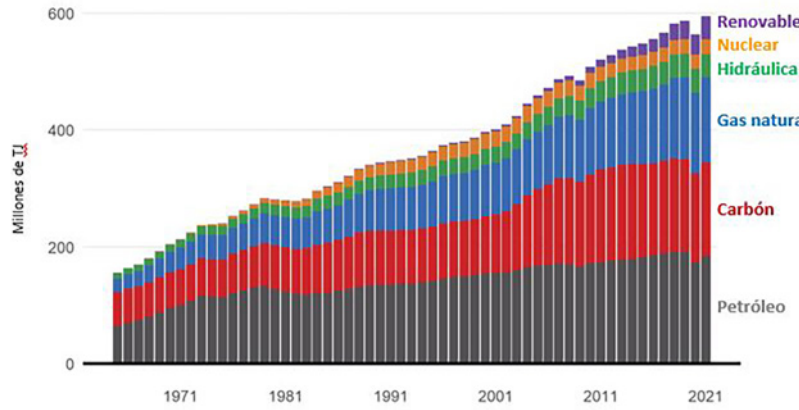
2. Producción y consumo energéticos mundiales

Antes de realizar un análisis en profundidad del efecto que tienen los *shocks* energéticos en las economías nacionales, merece la pena abordar los patrones de producción y consumo energéticos globales. A nivel mundial, particulares y empresas consumen conjuntamente unos 600 millones de terajulios de energía primaria al año; lo que equivale a más de 75 gigajulios por persona al año. La mayor parte de este consumo energético corresponde al petróleo, carbón y gas natural. En la figura 2 (a) se muestran el volumen y la distribución del consumo energético primario global a lo largo del tiempo, según el tipo de combustible. En 2021, el último año para el que se dispone de estos datos, el petróleo representaba un 31% del consumo de energía primaria (utilizada principalmente en el transporte), mientras que el carbón y el gas natural representaron cada uno alrededor de un cuarto de dicho consumo energético. Este punto es particularmente relevante cuando analizamos la naturaleza y las consecuencias de los *shocks* energéticos. Si bien la producción de renovables está aumentando, los *shocks* energéticos estarán sujetos, casi en su totalidad, a los desarrollos del mercado en cuanto a gas natural, carbón y petróleo. Estas son materias primas globales que responden a desarrollos económicos y políticos globales. El consumo de energías renovables, nuclear e hidráulica, por el contrario, están más aislados.

Además de la producción energética primaria, el consumo energético secundario está dominado en gran medida por la electricidad. Pero esto también está fuertemente ligado a ciertas materias primas muy comercializadas. De forma global, casi un 40% de la producción de gas natural se destina a la generación de electricidad, y más de un 60% de la producción de carbón[6].

[6] *Fuente:* cálculos del autor utilizando el Balance Energético Mundial de la AIE. Disponible en: https://www.iea.org/sankey/

(a) Consumo Energético Primario, 1965-2021



(b) Generación de electricidad, 1985-2021

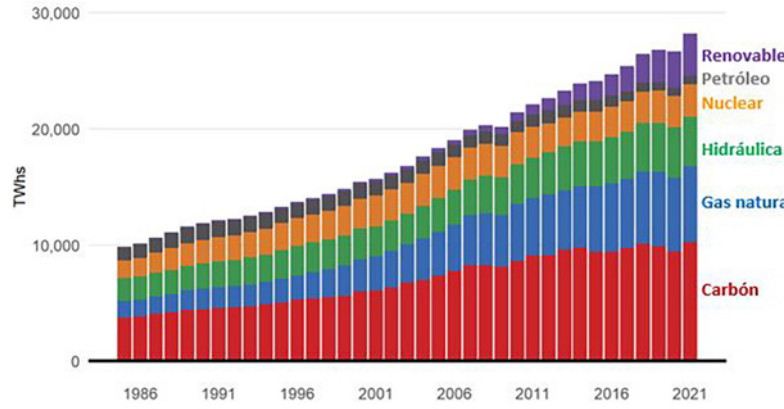


Figura 2. Producción y uso energéticos globales por combustible. Nota: se muestran el consumo energético primario y la generación de electricidad totales, según el tipo de combustible principal. Fuente: cálculos del autor basándose en BP (2022)

En la figura 2 (b) se muestra la generación de electricidad a nivel mundial por tipo de combustible. En 2021, se produjeron más de 28 500 teravatios-hora de electricidad, de los cuales una tercera parte se generó a partir del carbón y casi una cuarta parte del gas natural. Del crecimiento a partir del año 2000, casi el 33% se debe al aumento de la electricidad generada a partir de gas natural, 30 por cierto del carbón, y 27% de renovables. Conjuntamente con los patrones de consumo de energía primaria,

estos datos demuestran que, si bien el uso de renovables seguirá aumentando, el petróleo, gas natural y carbón comercializados a nivel global seguirán a la cabeza durante un tiempo.

Si bien estas cifras globales son importantes e ilustrativas, existen variaciones significativas entre los países y regiones en cuanto a patrones de producción y consumo. En la figura 3, se muestra un cálculo del consumo de energía primaria per cápita, por países, del año 2021. Es evidente que existen grandes variaciones en cuanto a la intensidad de consumo de energía. El consumo medio de energía per cápita en Norteamérica, por ejemplo, es 15 veces superior al de África. A medida que los mercados emergentes y en vías de desarrollo sigan creciendo, también lo hará su consumo de energía. Esto supone un reto importante para la política global: cómo aumentar la producción energética para facilitar el crecimiento económico de los países emergentes y en vías de desarrollo mientras que, de forma simultánea, se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero. Este capítulo no trata sobre cómo afrontar este reto a largo plazo, sino que se enfoca en la problemática a medio y corto plazo para dar respuesta a la crisis de los precios. Aquellos países con altos niveles de consumo de energía per cápita están potencialmente expuestos a los *shocks* de los precios de la energía. Pero lo más importante no es el consumo global, sino el hecho de que un país produzca suficiente energía para satisfacer dicho consumo, o si parte (o la mayor parte) de la energía se importa del extranjero.

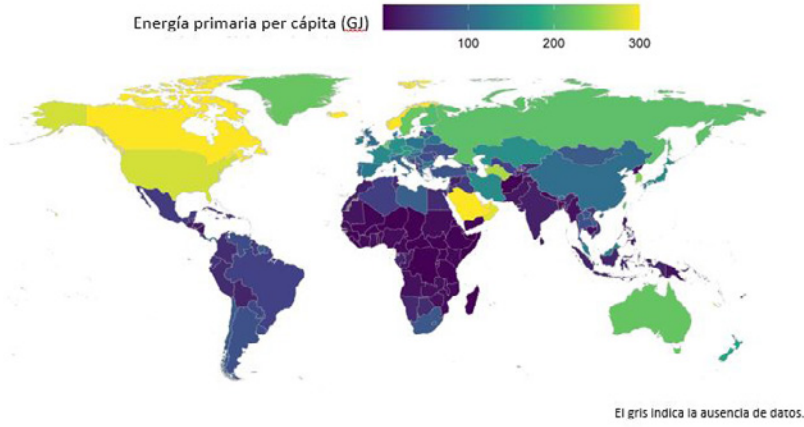


Figura 3. Consumo de energía global anual per cápita, 2021. Nota: se muestra el consumo total de energía primaria per cápita, medido en gigajulios por año. Fuente: cálculos del autor utilizando el Explorador de Datos sobre Energía de Our World in Data. Disponible en: https://ourworldindata.org/energy

Para consultar los patrones generales sobre cómo la producción de energía se alinea con el consumo, la tabla 1 muestra cada uno de los totales de las regiones principales del mundo durante 2021. Algunas regiones son productoras netas, mientras que otras son consumidoras netas de las fuentes de combustible de energía primaria. Entre las regiones principales, solamente Europa y Asia Pacífico son, en su totalidad, consumidores netos de los tres productos energéticos principales de petróleo, gas y carbón. Europa produce una cantidad equivalente a un tercio del consumo de la región. Entre los miembros de la Unión Europea, la diferencia es aún mayor: solo un 15% del consumo se abastece con energía producida en la región. Por otro lado, los países de Asia Pacífico consumen casi 63 millones de TJ más de los que se producen en la región. Si bien esta diferencia es aún mayor que en Europa, la producción de energía de la región representa casi tres cuartos del consumo. Europa, en general, y la UE, en particular, dependen particularmente del petróleo, gas y carbón importados y, por tanto, están expuestas a *shocks* que quedan fuera de su control. Las regiones que son productoras netas de energía, como países de Norteamérica, la CEI, y Oriente Medio, obtendrán, por lo general, beneficios económicos si los precios de la energía suben.

Región	Petróleo, gas y carbón (millones de TJ)			
	Consumo per cápita (GJ por persona)	Consumo total	Producción total	Producción neta
Norteamérica	227,0	90,6	100,5	42,8
Sudamérica y Centroamérica	53,7	18,7	20,5	1,9
Europa	122,0	58,1	20,3	-37,8
CEI	163,0	35,6	72,9	37,3
Oriente Medio	143,0	37,4	82,9	45,5
África	14,6	18,0	30,3	12,3
Asia Pacífico	63,6	231,3	168,7	-62,6

Tabla 1. Consumo y producción de energía primaria (2021). *Nota*: muestra el consumo regional de energía primaria per cápita, así como la distribución del consumo y producción totales por región. *Fuente*: c*álculos* del autor basándose en BP (2022)

En términos generales, las exportaciones de energía se concentran de manera muy concreta en unos pocos países. El valor de las exportaciones globales de energía (según mediciones de los elementos del capítulo 27 del SA) correspondiente a los diez mayores productores (Estados Unidos, EAU, Arabia Saudí, Rusia, Canadá, Noruega, Australia, Países Bajos, Catar e India) equivale

a casi dos tercios de las exportaciones totales. Después de Estados Unidos, EAU y Arabia Saudí, el cuarto mayor exportador es Rusia, responsable de casi el 10% del total de las exportaciones globales.[7] Una gran parte va dirigida a China, aunque la Unión Europea es un mercado especialmente importante. Los países de la UE-27 importaron de Rusia más de 170 millones de toneladas de crudo y productos petrolíferos y más de 155.000 millones de metros cúbicos de gas natural en 2020. Dentro de la UE, los mayores importadores de crudo ruso fueron Alemania (casi 34,9 millones de toneladas), Países Bajos (27,2 millones), Polonia (22,2 millones), Bélgica (11,7 millones), Finlandia (11,2 millones) y Francia (10,2 millones).[8] En cuanto a las importaciones de gas ruso, en cambio, están Alemania (52,2 bcm), Italia (28,7 bcm), Países Bajos (18,1 bcm), Hungría (11,6 bcm), Polonia (9,6 bcm), Francia (7,8 bcm) y República Checa (7,6 bcm). Los efectos de las crisis de precios de la energía serán dispares en estas economías.

Una medida agregada revela claramente el grado de dependencia que tienen muchos países europeos respecto a las importaciones rusas. Es evidente que Europa tiene una alta dependencia de las importaciones para satisfacer su demanda energética, pero la magnitud es excepcionalmente grande. Existe un dato del que informa la propia UE, la *tasa de dependencia energética*, que recoge el porcentaje de las necesidades energéticas totales de un país que se satisface con las importaciones netas (importaciones menos exportaciones). En 2020, para la UE en general, la tasa de dependencia energética total fue del 58% (Eurostat, 2022). En el caso del gas natural, esta tasa de dependencia supera el 83% y, en el caso del crudo, supera el 96%. Para algunos países europeos, como Noruega (que está fuera de la UE), la cantidad de energía producida es tan elevada que la tasa de dependencia es negativa. En 2020, fue del -623%, aunque esta cifra fue positiva para todos los Estados miembros de la UE. Varía desde un modesto 12% en el caso de Islandia, hasta un elevado casi 98% para Malta. La mayor parte de Europa tiene una alta dependencia de Rusia como proveedor de petróleo y gas. La figura 4 muestra las estimaciones de Eurostat para 2020, lo que refleja las importaciones netas (importaciones menos exportaciones) en relación con la energía total disponible de un país tanto de petróleo (panel a) como de gas natural (panel b), ajustadas según flujos intermedios a través de otros países.

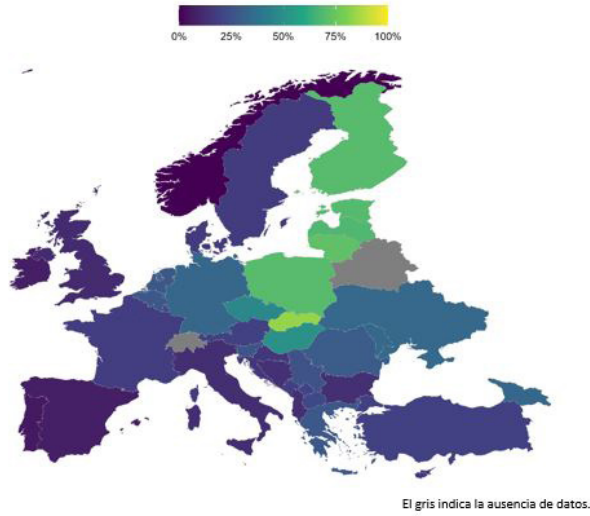
[7] *Fuente*: cálculos del autor basándose en la UN-Comtrade de 2021.

[8] *Fuente*: cálculos del autor basándose en los datos de Eurostat NRG_TI_OIL.

La dependencia energética del suministro ruso varía significativamente entre los países europeos. En el caso del gas natural, la tasa de dependencia oscila entre un elevado 100% en Letonia, República Checa y otros países de los Balcanes, hasta un 0% en países como Irlanda, Austria, Chipre o Noruega. Para el crudo y productos petrolíferos, la dependencia del suministro ruso va desde una elevada cifra que supera el 83% en Eslovaquia hasta el 0% en Noruega. En general, teniendo en cuenta los 27 países de la UE, se puede estimar una tasa de dependencia rusa superior a una cuarta parte en el caso del crudo y los productos petrolíferos, y casi la mitad para el gas natural. Si combinamos esto con los datos de suministro disponible de cada país, la tasa de dependencia general combinada se sitúa en un 86% para Estonia, 85% para Eslovaquia, 80% para Letonia, y 75% para Hungría en la parte superior, y 7% para Portugal, 4% para Irlanda, 2% para Islandia, y 0% para Noruega al final de la lista. De los 27 países de la UE, se ha visto que diez son dependientes del suministro ruso para satisfacer, al menos, la mitad de sus necesidades de crudo y gas; 12 para satisfacer, al menos, la mitad de su demanda de gas natural, y 7 para satisfacer, al menos, su demanda de crudo y productos petrolíferos. Un corte de este suministro crítico, como hemos visto tras la invasión rusa de Ucrania, ha aumentado gravemente la presión a corto plazo de muchos países.

La magnitud de estas importaciones, y la inevitable inelasticidad del suministro proveniente de fuentes alternativas a corto plazo, supone que, como hemos señalado anteriormente, los precios pueden aumentar drásticamente debido a pequeños cambios en el suministro energético global. Estos riesgos no provienen solamente del suministro ruso; algunos de los países de la UE con menos dependencia del gas y crudo rusos siguen siendo altamente dependientes de otras fuentes extranjeras. Casi el 30% de las necesidades de gas natural en España, por ejemplo, se satisfacen con importaciones de Argelia, y el 27% de las necesidades de crudo y productos petrolíferos de Rumanía se cubren con importaciones de Kazajistán. Y, para ser claros, los sucesos de 2022 han hecho que muchos gobiernos europeos se hayan apresurado en buscar suministro energético fuera de Rusia. Por tanto, las tasas de dependencia que se muestran en la figura indican un cambio importante desde 2020. Aun así, este proceso de cambiar el suministro energético es complicado y lento, puesto que requiere de nuevas infraestructuras. Las instalaciones de GLP Paldiski en Estonia son un ejemplo reciente.

(a) Tasa de dependencia del crudo ruso



(b) Tasa de dependencia del gas ruso

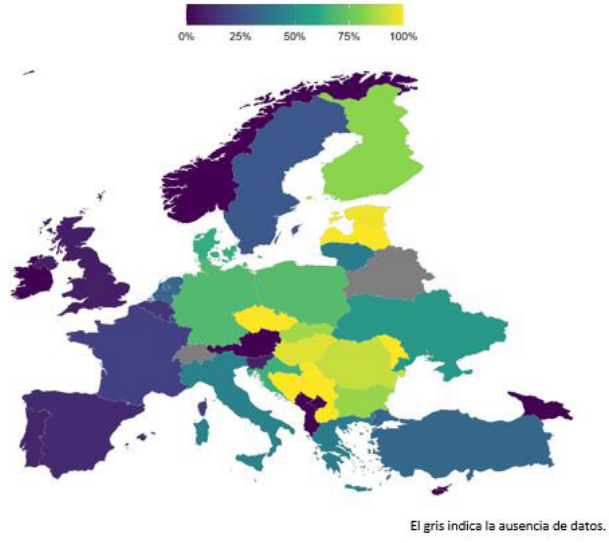


Figura 4. Dependencia de la energía rusa para países europeos seleccionados, 2020*. Nota: muestra un cálculo de las importaciones rusas como porcentaje de las necesidades energéticas totales de cada país. El panel a muestra la cifra relativa al petróleo crudo y el panel b la relativa al gas natural.* Los datos de Reino Unido corresponden a 2019. Fuente: cálculos del autor basándose en los datos de Eurostat NRG_IND_IDOGAS y NRG_IND_IDOOIL. [Consulta: 27 de diciembre de 2022]. Disponible en: https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/database

Resulta relevante que Europa es relativamente única en el mundo como continente, dado el alto grado de dependencia que tiene de proveedores extranjeros de energía primaria. Según los datos de 2020 publicados por la AIE en su *World Energy Statistics and Balances* [Estadísticas y Balances Energéticos Globales] (AIE, 2022b), se ha estimado la tasa de dependencia para los 145 países a nivel global, utilizando la misma aproximación que Eurostat. Este dato puede replicar la tasa de dependencia del 58% de la misma forma que los datos de Eurostat lo hacen para los 27 países de la UE. Los resultados para el resto de los países del mundo son sorprendentemente dispares. El continente americano, en general, tiene una tasa de dependencia de -0,12, indicando que goza de una condición de exportador neto. En Norteamérica, Canadá tiene un -0,79 y Estados Unidos un -0,04, mientras que México está en 0,18. En Asia, la tasa general de dependencia es de 0,10, teniendo China un 0,22. Aunque 0,22 es una cifra relativamente elevada, es casi dos tercios inferior a la media de la Unión Europea. La tasa de dependencia de India es 0,36, justo por encima de la de Suecia.

A pesar de que el futuro es incierto, sí hay muchas cosas que podemos decir sobre el efecto de la subida de precios de la energía. La sección que viene a continuación analizará el efecto directo en los consumidores y productores, así como los efectos indirectos en la composición de la actividad y comercio económicos.

3. Efectos directos de los precios de la energía

El aumento de los precios de los principales productos energéticos puede poner en apuros a los consumidores, aumentar los costes de las empresas y redistribuir la actividad económica entre sectores. En los últimos años, los precios de las materias primas globales han aumentado a un ritmo más elevado que en cualquier época reciente. El índice global de precios del FMI para las materias primas, por ejemplo, aumentó casi un 150% entre el segundo trimestre de 2020 y el segundo trimestre de 2022.[9] Esto se debe, en parte, a la bajada de precios durante la primera mitad de 2020 como consecuencia de las disrupciones provocadas por la pandemia de la COVID-19. Pero incluso si comparamos el segundo trimestre de 2022 con el segundo trimestre de 2019, queda en evidencia un aumento superior al 91% en los precios

[9] *Fuente*: cálculos del autor basándose en FMI (2022)

globales de las materias primas. Como apuntábamos en la introducción, el rápido aumento de los precios de la energía supone una parte sustancial de este incremento. En esta sección se describen varios efectos directos del incremento de los precios de las materias primas en general y de los precios de la energía en particular, empezando por el efecto en los consumidores.

3.1. Energía e inflación

La inflación aumentó rápidamente en todo el mundo a lo largo de 2022 y la energía fue un factor clave. Si bien los países difieren en sus aproximaciones específicas para calcular la variación media en los precios al consumo, la inflación puede considerarse intuitivamente como una variación media del precio de los bienes y servicios individuales ponderada con el gasto. Es decir, la inflación en el país *i* para el mes *t* es:

$$\pi_{i,t} = \sum_{j=1}^{J} s_{i,t-12}^{j} \times \left(\frac{p_{i,t}^{j}}{p_{i,t-12}^{j}} - 1 \right),$$

donde $p_{i,t}^{j}$ es el precio del artículo j en el tiempo $p_{i,t-12}^{j}$, y es su precio un año antes, y $s_{i,t-12}^{j}$ es la parte del gasto total del consumidor destinada a la adquisición del artículo j un año antes. Los diferentes índices de precios resultarán en expresiones distintas, pero, de forma intuitiva, si un artículo que supone un 5% del gasto total de los consumidores aumenta su precio un 10%, entonces la inflación medida aumenta 0,5 puntos porcentuales. En este sentido, la contribución a las variaciones de las tasas de inflación puede desglosarse entre todos los bienes y servicios incluidos.

Desde 2021, la parte correspondiente a la energía ha aumentado rápidamente. Según los datos de la OCDE, en la figurs 5 se muestra la contribución de la energía a la inflación de los países seleccionados. Entre todos los países de los que hay datos disponibles y se ha llevado a cabo este desglose, Turquía es donde la energía tuvo mayor impacto. En octubre de 2022, la energía contribuyó con 14,5 puntos porcentuales a la tasa de inflación general del país, que se situaba en 85,5%. Esta es una tasa de inflación extraordinariamente alta. Los países bálticos de Letonia, Lituania y Estonia son los países europeos donde más contribuye la energía. En octubre de 2022, la energía contribuyó con 9 puntos porcentuales a la tasa de inflación del 21,8% en Letonia. En el caso de Lituania, la energía contribuyó con 8,8 puntos porcentua-

les a la tasa de inflación del 23,6. Para Estonia, la energía supuso 8,1 puntos porcentuales respecto a la tasa de inflación del 22,5. Aunque otros países europeos no arrojan cifras tan elevadas, la energía está contribuyendo de forma cada vez más significativa al aumento de las tasas de inflación en casi todas partes. En la UE-27, por ejemplo, el índice medio de precios de la energía era un tercio más alto en noviembre de 2022 con respecto al año anterior.[10] Esto aflige a particulares y empresas por igual.

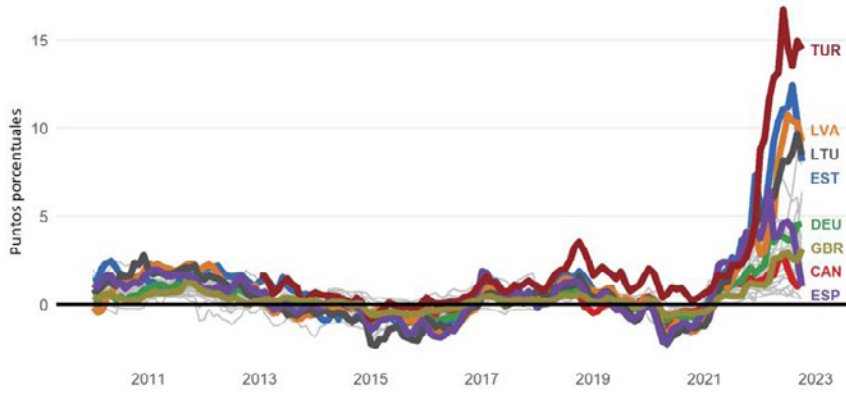


Figura 5. Contribución de la energía a la inflación en países seleccionados, de enero de 2010 a octubre de 2022. Nota: muestra los puntos porcentuales que aporta la energía a las tasas de inflación de los países seleccionados. Fuente: cálculos del autor basándose en OCDE (2022a)

Los consumidores se están viendo afectados de diversas maneras por la subida de los precios de la energía. En primer lugar, la subida de los costes de la energía es una carga directa y, actualmente, en la mayoría de los países, también significativa para el presupuesto de los hogares. En 2021, los datos obtenidos por la OCDE mostraron que el gasto en electricidad, gas y otros combustibles fósiles en los hogares residenciales representaba el 4,5% del gasto en consumo final total de la Unión Europea. Además, más del 7% representa el coste de funcionamiento de los vehículos particulares (principalmente, combustible).[11] Las rápidas subidas de precios de la energía, por tanto, obligan a los hogares bien a reasignar una parte importante del gasto total, a agotar sus ahorros, o a acumular deuda. Datos recientes de Eurostat nos muestran que, durante la primera mitad de 2022, los precios

[10] *Fuente*: cálculos del autor basándose en datos de Eurostat PRC_HICP_MIDX.

[11] *Fuente*: cálculos del autor basándose en los datos de contabilidad nacional de la OCDE. Tabla 5: Disponible en: https://stats.oecd.org/Index.aspx?DataSetCode=SNA_TABLE5

medios del gas para los hogares subieron un 53% respecto al mismo periodo de 2021.[12] Los precios de la electricidad también aumentaron un 44% durante este mismo periodo.[13]

La gran reducción de la renta disponible de los hogares, una vez descontados los costes energéticos, que suelen ser mucho más inelásticos (es decir, más difíciles de sustituir) que otros bienes y servicios, es un importante canal a través del cual las subidas de los precios de la energía pueden afectar a las condiciones económicas generales. Como los consumidores gastan menos en bienes y servicios no energéticos, la producción, el empleo, los beneficios, etc. se contraen en el resto de la economía. Este efecto negativo sobre la renta es particularmente significativo cuando la causa de los altos precios de la energía es un aumento del precio de la energía importada, puesto que no habrá ningún beneficio compensatorio de los altos precios en las rentas de los propietarios del capital y la mano de obra en las actividades nacionales de producción de energía. Aun así, esto afecta de forma uniforme a la economía. Algunos artículos se verán afectados de forma más significativa que otros. Es probable que los grandes bienes duraderos, como vehículos y electrodomésticos, u otras compras que puedan aplazarse, se vean más afectados que los bienes de primera necesidad. También se verán más afectados los artículos que en sí mismos son energéticamente intensivos, como los vehículos o los servicios de transporte, porque aumentará bien el coste directo de propiedad o bien el precio que cobran los proveedores de servicios energéticamente intensivos.

El estudio publicado por Kilian (2008) muestra las cifras de estos efectos. Los resultados resumidos en dicha publicación sugieren que la elasticidad del precio anual de la energía para los vehículos, por ejemplo, es de -0,84. Esto supone que, por cada punto porcentual que aumentan los precios de la energía, la demanda de vehículos por parte de los consumidores se reduce una media de 0,84%. En general, para bienes duraderos, la elasticidad estimada es de -0,47. Para servicios y bienes de consumo, se sitúa aproximadamente en un -0,1. En términos generales, estas estimaciones sugieren que el gasto total en consumo disminuye un 0,15% por cada 1% de subida de los precios de la energía. Esto se extiende también más allá de los gastos de consumo. Los niveles de inversión también pueden verse afectados. Para

[12] *Fuente*: cálculos del autor basándose en datos de Eurostat NRG_PC_202.
[13] *Fuente*: cálculos del autor basándose en datos de Eurostat NRG_PC_204.

particulares, la menor demanda de vivienda es uno, y la elasticidad estimada del precio de la energía que recoge Kilian (2008) es de -1,02 para la inversión residencial. Si bien esto no es más que un conjunto de estimaciones y otros investigadores y metodologías arrojan resultados diversos, estos datos ilustran de forma adecuada el principio general. Y dada la magnitud del reciente aumento de los precios de la energía, la respuesta de los consumidores será, casi con certeza, muy significativa. Teniendo en cuenta el aumento superior al 81% de los precios de la energía en el tercer trimestre de 2022 respecto al año anterior (que ya hemos analizado en la introducción de este capítulo) y, si damos por buenos estos datos, estos resultados sugieren que la actual crisis energética podría reducir los gastos totales de consumo en aproximadamente un 12%. Los futuros estudios afinarán estas cifras, pero sea cual sea el efecto concreto, sabemos que será significativo.

Otra forma en la que el aumento de los precios de la energía puede afectar al comportamiento individual reduciendo la actividad económica agregada y la demanda de bienes y servicios es mediante el aumento del nivel de incertidumbre al que hacen frente las personas. Naturalmente, los niveles altos de volatilidad o los cambios repentinos en los precios llevarán a las personas a aumentar sus ahorros. Esto recibe el nombre de *motivo precautorio* para el ahorro. Si las personas perciben que puede ocurrir una recesión, será apropiado aumentar los ahorros para anticiparse a un periodo de desempleo potencial. Ambos provocan una menor demanda de bienes y servicios y los hogares tratan de prepararse para un futuro incierto. A pesar de la dificultad para medir esto, sí parece que en 2022 se produjo un fuerte aumento del grado de incertidumbre económica, medido por el Índice Mundial de Incertidumbre elaborado por Hites Ahir y Davide Furceri, del FMI, y Nick Bloom, de la Universidad de Stanford.[14] Este grado de incertidumbre a nivel mundial aumentó casi un 50% desde el último trimestre de 2019 hasta el segundo trimestre de 2022, seguido de la invasión rusa de Ucrania y las correspondientes subidas del precio de la energía. Para ser claros, el aumento de los precios de la energía no son la causa de todo esto, pero está potencialmente relacionado. En Europa, el grado de incertidumbre aumentó aún más en el tercer trimestre de 2022, si bien se redujo en el resto del mundo. Los índices de confianza de los consumidores también han caído de forma abrupta durante gran parte de 2022,

[14] Datos disponibles en: https://worlduncertaintyindex.com/

y esto resulta particularmente evidente en Europa. La Comisión Europea, por ejemplo, descubrió que, en septiembre de 2022, el índice de confianza de los consumidores registrado era inferior a -29 y que estaba por debajo incluso del punto más bajo registrado en plena crisis de la COVID-19, a principios de 2020 (Comisión Europea, 2022).

Los cambios en el gasto de los consumidores (en general, a través de un mayor ahorro y un distanciamiento de los artículos energéticamente intensivos debido a un mayor aumento relativo de los precios) afectarán a la actividad económica, la producción, el empleo, los ingresos y demás aspectos de toda la economía. Sin embargo, es probable que los efectos de los consumidores tengan mayor repercusión en los productores de bienes y servicios transformados. Pero los productores que están más arriba en la cadena de suministro también se verán afectados de diversas formas igualmente relevantes. Analizamos esta problemática a continuación.

3.2. Costes de producción

Los productores de todo el panorama económico también se ven directamente afectados por el incremento de los costes de la energía. Las actividades industriales energéticamente más intensivas de la mayoría de los países incluyen la producción de alimentos y bebida, fabricación de papel, actividades de impresión, producción de hierro y acero, químicos, refino, cemento, aluminio, y demás. Estas actividades se ven particularmente afectadas por la subida de precios de la energía. En Europa, por ejemplo, los elevados precios de la energía en 2022 provocaron que casi la mitad de la capacidad de producción de aluminio y zinc del continente se viera paralizada temporalmente (Alderman, 2022).

Para cuantificar la intensidad energética directa típica por sector se han utilizado datos de la base de datos UN-EORA, con el objetivo de estimar los GJ de energía por cada 1000 USD del total producido (Lenzen *et al.* 2012, 2013). Más adelante se analizan estos datos con mayor detalle, pero los resultados pueden consultarse en la segunda columna de la tabla 2. Las u*tilities* y el transporte son, como es lógico, las actividades que más energía consumen, con un amplio margen. Dentro de la industria manufacturera, las intensidades energéticas globales típicas varían desde 0,5 GJ por 1.000 USD de producción en la fabricación de equipos de transporte, hasta 0,7 para los textiles, 0,8 para los

equipos eléctricos y maquinaria, 1,3 para alimentos y bebidas, 2,2 para productos de madera y papel, 3,1 para productos metálicos y 5,9 para petróleo, químicos y minerales. Naturalmente, un aumento de los costes de la energía provoca un incremento mayor de los costes de producción en sectores energéticamente intensivos. A corto plazo, la capacidad de sustituir los insumos o de modificar el proceso de producción subyacente es típicamente limitado.

Existen muchos análisis sobre las implicaciones económicas que tiene la subida de los precios de la energía para los productores. Son muchas las dificultades para identificar los efectos en los datos, pero la más notable es el hecho de que las variaciones en los precios de la energía suelen estar causados a su vez por cambios en las condiciones macroeconómicas nacionales o mundiales. Cuando ocurre una recesión, por ejemplo, los precios de la energía tienden a caer. No sería deseable llegar a la conclusión de que la bajada de precios de la energía provoca un aumento del desempleo y menor producción de los sectores en contracción. Pero fue la recesión, no la caída de los precios de la energía, lo que causó tanto una reducción de la producción como la propia caída de los precios de la energía. Kilian (2008) es un artículo de revisión destacado que analiza varios artículos empíricos de alta calidad. Si bien no existe un consenso en torno al método empírico ideal para identificar el efecto, varios métodos arrojan resultados que parecen estar alineados. Ya hemos hablado de alguno de ellos en relación con la respuesta de los consumidores. En general, el efecto que tendrá el incremento de los precios de la energía en la actividad económica agregada va a depender de la intensidad energética de la producción. A nivel mundial, la intensidad energética del PIB ha venido reduciéndose durante décadas. Según los últimos datos, el uso de energía global se ha reducido una tercera parte entre 1990 y 2021 (Enerdata, 2023). Esto debería hacer que las economías fueran menos sensibles a las variaciones de los precios de la energía.

En compensación también pueden darse efectos positivos en algunas áreas de la actividad económica. Kilian (2008) apunta que la elasticidad del precio anual de la energía con respecto al gasto de inversión estadounidense en estructuras y equipos de minería, por ejemplo, es significativa y positiva. Esto es una respuesta natural por parte de la oferta a la subida de precios, si bien se tarda bastante tiempo en aumentar la oferta total de energía. Dados los recientes *shocks* estructurales que pueden trastocar

los anteriores flujos internacionales de energía, en particular de Rusia a los países europeos, este efecto puede verse magnificado en la medida en que los responsables políticos traten de facilitar potencialmente o subvencionar directamente la producción de energía en países con los que tienen fuertes lazos diplomáticos o ponerse al servicio de los mismos. Este *friendshoring* energético, como lo han denominado, puede ser una tendencia que cobre impulso en el futuro.

Más allá de los desarrollos geopolíticos, la reasignación de las actividades de producción y consumo en los diferentes países como respuesta a la subida de precios de la energía es una importante consecuencia potencial que debe ser estudiada con atención. Los sectores en los que se especializan los diferentes países (aquellos en los que, generalmente, se produce más de lo que se consume a nivel nacional y se exporta el excedente) viene determinado por lo que conocemos como ventaja comparativa. Este concepto predice que los países se especializarán en áreas en las que tienen unos costes de oportunidad más bajos para producir; es decir, en áreas en las que renuncian menos a la producción de otros sectores desplazando recursos para producir más en el sector en cuestión. Los cambios en los precios de la energía pueden cambiar materialmente el patrón de ventaja comparativa de los países.

3.3. *Shocks* energéticos y ventaja comparativa internacional

Los cambios en el precio de ciertos insumos afectan más a algunos sectores que a otros, dependiendo de la intensidad con la que cada uno utiliza dicho insumo. Los cambios en los salarios, por ejemplo, afectarán en mayor medida a los sectores más intensivos en mano de obra que a los sectores intensivos en capital. De forma similar, los cambios en los precios de la energía afectarán de forma desproporcionada a los sectores energéticamente intensivos. Al fin y al cabo, el incremento de los precios de la energía aumentará más los costes de producción en sectores energéticamente intensivos que en los no intensivos. En la medida en que los productores tiendan a repercutir los costes más elevados en los compradores a través de precios más altos, el precio de los artículos energéticamente intensivos aumentará en relación con los que no lo son. Esto crea un fuerte incentivo para que los compradores nacionales e internacionales se decanten por artículos sustitutivos, lo que provoca una contracción de la actividad en

las actividades energéticamente intensivas. En consecuencia, el empleo y el capital de inversión también se desplazarán fuera de esas actividades, lo que también tenderá a reducir las exportaciones netas de dichos bienes fuera del país. Esto resulta intuitivo, pero tiene implicaciones importantes en la composición de la actividad e intercambio económicos de los países.

Según las recientes evidencias empíricas, estos efectos pueden ser muy significativos. Consideremos algunos trabajos que investigan la experiencia reciente de Estados Unidos, que en las dos últimas décadas ha disfrutado de una reducción de los precios nacionales de la energía inducida por avances tecnológicos. La revolución del gas de esquisto en EE. UU. trajo nuevas tecnologías que dieron pie a técnicas de perforación horizontal para inyectar agua, químicos y arenas a alta presión, para acceder así a depósitos de petróleo y gas que antes eran inaccesibles. Arezki *et al.* (2017) explotan este desarrollo para investigar el efecto que tiene en la producción y comercio estadounidenses. Las consecuencias son significativas, con ganancias importantes y medibles en los sectores energéticamente intensivos en términos de producción, empleo y exportaciones. Según sus estimaciones, cuando en 2012 la brecha de precios entre el gas natural europeo y estadounidense alcanzó los 10 USD por pie cúbico, esto provocó un aumento de las exportaciones estadounidenses aproximadamente un 10%; lo equivalente al 4,4% de las exportaciones totales del país durante dicho año. Sus resultados también sugieren que una bajada de precios de la energía, así como la resultante expansión de la actividad manufacturera energéticamente intensiva, pueden ayudar a explicar parcialmente la recuperación relativamente más sólida que tuvo EE. UU. de la crisis financiera.

Estos resultados son válidos para un amplio conjunto de países, y los datos recientes también sugieren que el aumento de los precios de la energía a principios de la década de 2000 tuvo grandes efectos negativos en la industria manufacturera europea energéticamente intensiva. En sus trabajos recientes, Chan *et al.* (2022) concluyen que los precios de la energía a nivel global tienen implicaciones importantes en la composición de las exportaciones nacionales. Los detalles de su método no son relevantes para los fines de este capítulo, pero en efecto establecen una fuerte correlación negativa entre el precio de la energía de un país y las exportaciones provenientes de los sectores energéticamente intensivos de un país. Analizan tanto los flujos directos

como indirectos de energía a través de la cadena de suministro de producción (que se desarrolla con mayor detalle en la siguiente sección). Los efectos son considerables: un aumento de uno de la desviación estándar en los precios de la energía reduce las exportaciones un promedio de 0,77 desviaciones estándar. Por situarlo en contexto, este efecto es más del doble del que tienen los salarios en las exportaciones de los sectores intensivos en mano de obra. Para concretar estos resultados, los investigadores constatan que, en el caso de la UE, el aumento del precio de la energía observado entre 2004 y 2012 redujo las exportaciones totales de la UE en un 6,8% si lo comparamos con el resto del mundo. Este efecto es sustancialmente mayor (más del doble) cuando se tienen en cuenta también los efectos indirectos del uso de la energía. Las implicaciones de los recientes (y cada vez más acuciantes) aumentos de los precios de la energía pueden ser igualmente negativas para la actividad manufacturera y comercial del continente.

4. Efectos indirectos a través de las cadenas de suministro globales

Si bien es importante comprender el origen de las crisis energéticas y la exposición a las mismas a través de los mercados de energía primaria, también tiene importancia conocer las perturbaciones indirectas a través de la cadena de suministro de innumerables bienes y servicios no energéticos. Esta sección describe los métodos para medir los flujos indirectos de energía implícitos en los bienes y servicios que circulan entre países. Utilizando los datos detallados de 189 países y más de dos docenas de sectores, también presenta medidas relacionadas con la dependencia energética exterior que van más allá de lo que se mide normalmente.

4.1. Cadenas de suministro globales

Las cadenas de suministro globales son redes de producción y distribución de bienes y servicios que comienzan con materias primas y terminan con productos finales para los consumidores. Estas cadenas de suministro se extienden por varios países e implican varias fases de producción, en las que a menudo intervienen varios intermediarios. Comprender estas cadenas de suministro resulta de vital importancia, ya que gran parte de la

actividad económica mundial se debe a estas etapas intermedias y los *shocks* en un país o sector pueden afectar a muchos otros, al propagarse en cadena a través de estas interconexiones.

Una investigación significativa explora el valor agregado de cada país y sector que es objeto de comercio transfronterizo. Algunas actividades del sector servicios que no son objeto de comercio directo, por ejemplo, pueden representar una gran parte del valor de los bienes que sí lo son. La OCDE, por ejemplo, elabora abundantes estadísticas resumidas sobre comercio en términos de valor agregado en gran parte del mundo. De los 520 mil millones de USD en exportaciones reportados por Canadá en esta base de datos para 2018, más de 145 mil millones de dólares fueron valor agregado en una fase anterior del sector exportador.[15] Para el conjunto de la OCDE, alrededor del 42% de las exportaciones brutas constituyeron valor agregado de este tipo. Y puesto que los insumos intermedios se importan a menudo de otro país, el valor agregado de uno puede facilitar las exportaciones de otro. Para la OCDE, alrededor del 8% de las exportaciones brutas totales de 2018 se debió al valor agregado de otra economía que produjo insumos intermedios.[16] Estas cadenas también pueden alargarse y volverse más complejas. En Canadá, más de 1.500 millones de dólares de valor agregado canadiense se exportaron como insumo para la producción de otro insumo en otro país, que posteriormente regresó a Canadá como insumo para otro bien o servicio que se volvió a exportar.

Se pueden utilizar enfoques similares para construir un mapa del flujo energético entre países y sectores. Esto revelará un conjunto complementario de indicadores que reflejan cómo las crisis energéticas pueden propagarse de un país y un sector a otro país y sector totalmente distintos. Comenzaré en la siguiente sección con un poco de álgebra sencilla para ilustrar los principios básicos implicados antes de pasar a los datos.

4.2. Energía implícita: álgebra

Este capítulo no representa un análisis exhaustivo de las complejas operaciones matemáticas tras los vínculos globales entre insumos y producción, pero algunas intuiciones sencillas ayudadas por expresiones simples pueden ayudar a fijar ideas. Los lec-

[15] *Fuente*: cálculos del autor basándose en OCDE (2022b).
[16] *Ibid.*

tores interesados en ampliar esto, pueden consultar los trabajos recientes de Koopman, Wang y Wei (2014).

Consideremos primero un planteamiento sencillo donde hay j sectores, pero solo una economía que no comercia con ninguna otra. La energía es utilizada directamente por los hogares como bien final (como el combustible para calentar las casas o la gasolina para los vehículos) y como insumo en la producción de otros bienes y servicios. La energía total utilizada en esta economía será, sencillamente, la suma de ambos. Esto es,

$$E = E^f + \sum_{j=1}^{J} e^j Y^j,$$

donde e^j es la intensidad energética de la producción del sector j, Y^j es el total producido por el sector j, y E^f es la demanda energética final de los hogares. Frente a la falta de vínculos entre insumos y producción de diferentes sectores, podríamos dejarlo aquí y conocer qué cantidad de energía corresponde a cada sector simplemente fijándonos en $e^j Y^j$. Y si solo estuviéramos interesados en el uso directo de la energía que hacen los hogares y la industria, entonces también podríamos dejarlo ahí.

Pero si el producto de un sector puede utilizarse como insumo de otro sector, y estamos interesados en conocer la cantidad de energía que en última instancia ha utilizado cada bien o servicio, entonces tenemos que analizar estos vínculos intersectoriales. En particular, la producción total de cada sector será consumida C^j o utilizada por otro sector M^{kj} y, por tanto:

$$Y^j = C^j + \sum_{k=1}^{J} M^{kj}.$$

En resumen, esto indica que la oferta de bienes o servicios (parte izquierda de la ecuación) será igual a la demanda de dichos bienes o servicios (lado derecho) en todos los sectores.

También podemos rastrear dónde y cuándo se ha consumido la energía a lo largo de la cadena de suministro. Si producir una unidad de bienes en el sector 1 requiere e^1 unidades de energía, entonces la energía total correspondiente al consumo final de este bien es igual a $e^1 C^1$. Pero si el sector 1 también requiere M^{12} unidades de insumos producidos en el sector 2, entonces las emisiones implícitas en esta fase de producción son $e^2 M^{12}$. Si el sector 2 requiere insumos producidos por el sector 3, entonces la energía requerida para obtener la producción del sector 3 está

implícita de forma similar en los bienes y producidos en el sector 2 y, por tanto, también en el sector 1. Y así sucesivamente. La expresión concreta utilizada para realizar esta contabilidad es, en cierta forma, más compleja, pero los resultados son intuitivos y los abordaremos en breve.

Las tablas de insumo-producción elaboradas por agencias de estadística de todo el mundo, así como varias organizaciones internacionales y equipos de investigación, aportan toda la información que necesitamos para trabajar con estas dos ecuaciones. Si asumimos que la cantidad de insumos que un sector requiere de otro sector es una proporción variable de producción, entonces podemos representar como una función de . En particular, define como una parte del total de adquisiciones de insumo del sector asignada a los artículos producidos en el sector . Si aunamos estas partes de los insumos en una matriz , se puede reescribir lo anterior en forma de vector. Esto es,

$$Y = (I - A)^{-1}C,$$

donde el vector aúna la producción de cada sector y es el consumo final de bienes y servicios dentro de ese sector. En efecto, esta expresión nos permite determinar el nivel de producción de cada sector que se necesita para satisfacer un nivel concreto de consumo final. También nos permite determinar qué cantidad de producción de otros sectores se requiere para satisfacer el consumo de un sector cualquiera. En este sentido, se puede medir el consumo energético de toda la cadena de suministro. Estas operaciones algebraicas estándar son bastante conocidas en la literatura económica, así que no voy a desarrollar más detalles. Estas expresiones también se pueden extender a los diferentes países sin perder la intuición. Eso es lo que hago en todo lo que viene a continuación.

4.3. Energía implícita: datos

Para implementar los métodos mencionados al calcular los flujos internacionales de energía implícita se utilizan las informaciones más recientes de la base de datos UN-EORA (Operaciones Ambientales y Contabilidad de Recursos) (Lenzen *et al.,* 2012, 2013). Este es un recurso exhaustivo producido por el Programa de la ONU para el Medio Ambiente, que tiene como objetivo cuantificar la huella ambiental internacional. Esto es, la producción y el consumo de gases de efecto invernadero, utilización del agua

y de la tierra, y muchos otros indicadores. Los datos también incluyen el uso de energía, tanto la cantidad total como una división según la fuente de combustible principal incluyendo carbón, petróleo, gas, nuclear, hidráulica, y demás. Mide los flujos internacionales e intersectoriales de bienes y servicios de 26 sectores y 189 países.

Estos datos son ideales para medir los flujos de energía indirectos. Como apuntábamos en la sección anterior, la energía está implícita en los bienes y servicios de diferentes formas. La energía se utiliza para producir bienes en fábricas, transportarlos al mercado y suministrar la potencia necesaria para su uso. Muchos servicios también necesitan energía para llevarse a cabo, como la climatización de los edificios. La producción y consumo de estos bienes y servicios da lugar al uso de energía en varios puntos de la cadena de suministro, desde la extracción de la materia prima hasta el consumo final. Es importante comprender este uso intermedio de la energía, ya que representa una parte importante del consumo total de energía. Basándonos en los datos más recientes de UN-EORA, estimamos que la mayor parte de energía implícita se utiliza en etapas intermedias del desarrollo y la producción. La figura 6 muestra este patrón. Esto se corresponde con los datos de 2016, los más recientes en el momento de escribir este artículo, pero si bien el nivel de

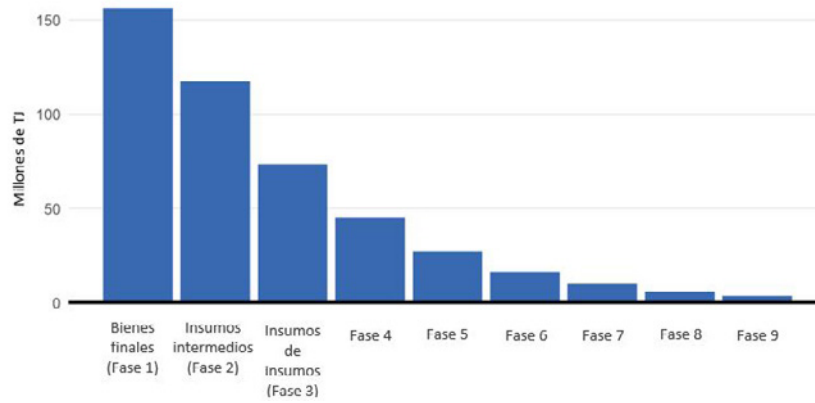


Figura 6. Uso global de energía implícita según fase de producción. Nota: muestra el uso de energía según la fase de producción. La fase 1 se basa en la producción de bienes y servicios finales; la fase 2 se basa en la producción de insumos intermedios para dichos bienes finales; la fase 3 se basa en la producción de insumos de insumos para los bienes y servicios finales, y así sucesivamente. Fuente: cálculos del autor utilizando la base de datos UN-EORA, según Aslam et al. (2017) para las CVG

consumo energético es mayor actualmente, los patrones generales no habrán cambiado de forma significativa. Estimamos que solo una tercera parte del consumo de energía implícita está en la fase final de consumo. La energía utilizada para producir insumos intermedios de estos bienes finales representa poco más de un cuarto del total de energía utilizada. La producción de insumos para dichos insumos representa más del 16%, y así sucesivamente.

Dado que hay una cantidad tan elevada de energía implícita en la cadena de suministro, la intensidad energética de la mayoría de los bienes y servicios difiere sustancialmente de la que les asignaríamos si se calcula solamente el uso directo de energía empleado en el proceso de fabricación. En efecto, contabilizamos todos los flujos de energía, independientemente del punto de la cadena de suministro donde se hayan utilizado, y los repartimos entre la demanda final de los consumidores. Damos cuenta del resultado de este ejercicio en la tercera columna de la tabla 2, y lo contrastamos directamente con la energía utilizada solo para la producción de bienes y servicios (columna 2). Las diferentes industrias varían sustancialmente en cuanto a la cantidad total de energía (directa e indirecta) utilizada. Algunos sectores, como la generación eléctrica o el transporte, utilizan grandes cantidades de energía directamente en sus procesos de producción. Otros, como el comercio minorista, las finanzas o los servicios domésticos privados utilizan una cantidad muy pequeña directamente. Pero estos utilizan una cantidad considerablemente mayor de energía por dólar de demanda final, incluidos muchos servicios que directamente no son energéticamente intensivos. El comercio minorista, por ejemplo, utiliza 3,1 GJ de energía por cada 1000 USD de consumo final. La intensidad energética es igual a la energía directa utilizada en la fabricación de productos metálicos, y superior a la energía que en la mayoría de los sectores manufactureros se utiliza directamente para la producción de bienes, y mayor aún que la agricultura. La mayor diferencia de intensidad energética entre los dos cálculos se da en los productos metálicos, que consumen 11,1 GJ por 1.000 USD más cuando se tiene en cuenta toda la cadena de suministro que cuando solo se mide el uso directo de energía. Aun así, proporcionalmente, las actividades de construcción utilizan en total un 1.500% más de energía de lo que sugiere el uso directo.

	Intensidad energética (GJ / 1000 USD)	
	Producción bruta	Demanda final
Agricultura	1,3	5,4
Pesca	1,3	6,0
Industrias extractivas	4,4	11,7
Alimentación y bebidas	1,3	6,8
Textil y confección de prendas de vestir	0,7	6,8
Madera y papel	2,2	9,1
Petróleo, químicos, minerales	5,9	15,3
Productos metálicos	3,1	14,2
Eléctrico y maquinaria	0,8	7,4
Equipos de transporte	0,5	6,0
Otras industrias manufactureras	2,7	9,2
Reciclado	3,2	9,4
Electricidad, gas y agua	47,4	56,3
Construcción	0,4	6,4
Mantenimiento y reparación	0,3	2,7
Comercio al por mayor	0,4	2,7
Comercio al por menor	0,4	3,1
Hostelería y restauración	0,5	3,4
Transporte	10,2	14,9
Correos y telecomunicaciones	0,4	2,3
Actividades financieras y empresariales	0,3	1,9
Administración pública	0,4	3,3
Educación, sanidad, otros servicios	0,3	3,1
Hogares privados	0,3	1,4
Otros	2,3	5,0

Tabla 2. Promedio de intensidad energética global en sectores seleccionados (2016). *Fuente*: *cálculos* del autor utilizando la base de datos UN-EORA, según Aslam *et al.* (2017) para las CVG

Podemos utilizar estos datos para medir, de forma similar, cuánta energía implícita en bienes y servicios se comercializa internacionalmente. La producción de electricidad en China, por ejemplo, está implícita en muchos bienes de consumo electrónicos que se comercializan en el extranjero, pero cuyo montaje se realiza en el país. En su conjunto, estimamos que un cuarto de la producción mundial de energía fue exportado (tanto directa como indirectamente) en 2021. Esta tendencia ha aumentado considerablemente

en las últimas décadas, como se ilustra en la figura 7. En la década de 1970, por ejemplo, mucho menos del 10% del consumo energético directo e indirecto se importó del extranjero. Esta cifra aumentó en torno al 15% en las décadas de 1980 y 1990. Pero del año 2000 en adelante, esto aumentó hasta llegar a la proporción actual de aproximadamente una cuarta parte. Gran parte de este reciente aumento se debe a que China se ha posicionado como centro manufacturero mundial. China por sí sola es responsable del 18% de las exportaciones de energía implícita a nivel mundial, a pesar de exportar menos del 2% de productos energéticos primarios. Rusia, por su parte, ostenta solo un 7,5 de las exportaciones totales de energía si contamos todos los flujos indirectos, en comparación con la cuota del 10% de exportaciones directas de productos energéticos primarios. Los países de Oriente Medio son actores menos significativos en la exportación de energía total. Los EAU, por ejemplo, representaron algo menos del 10% de las exportaciones de productos energéticos primarios en 2021, pero menos del 1,5% de la energía total exportada; y Arabia Saudí ostenta unas cifras parecidas.

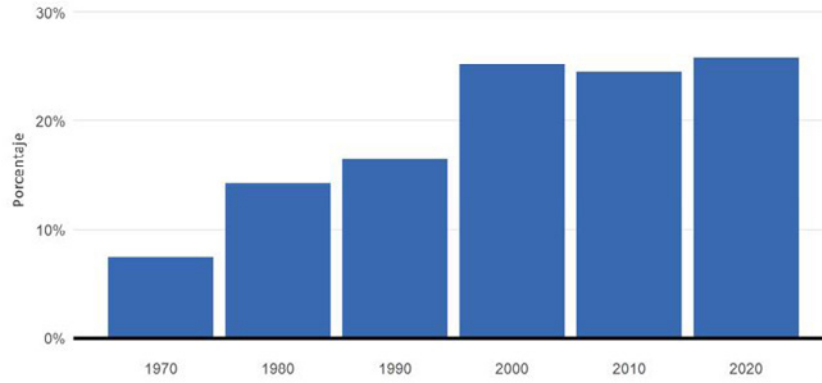


Figura 7. Proporción de energía extranjera en el consumo total de energía implícita a nivel global. Nota: muestra la proporción de energía implícita en bienes y servicios comercializados internacionalmente. Fuente: cálculos del autor basándose en la información sobre la huella de recursos de la base de datos UN-EORA

El consumo indirecto de fuentes de energía extranjeras varía según el tipo de combustible. Para las fuentes de energía primarias, estimamos que, en 2016, el 30% del gas natural implícito que se utilizó a nivel mundial estaba integrado en productos que se comercializaban en un país distinto de aquel en el que se utilizó la energía para su producción. En el caso del carbón, esta

cifra fue del 22%. No es de extrañar que China sea responsable de una fracción importante (40%) de esta cantidad, puesto que el carbón se utiliza como principal fuente de generación eléctrica en el país, quedando implícito en los muchos bienes y servicios que fabrica y exporta al resto del mundo. Finalmente, para el petróleo, se comercializó el 24% del consumo implícito global. Las fuentes de energía secundarias no se comercializaron tanto: el 19% de la energía hidráulica, nuclear y eólica se incorpora a productos consumidos en otro país y, en el caso de la energía solar, la cifra es solo del 9%.

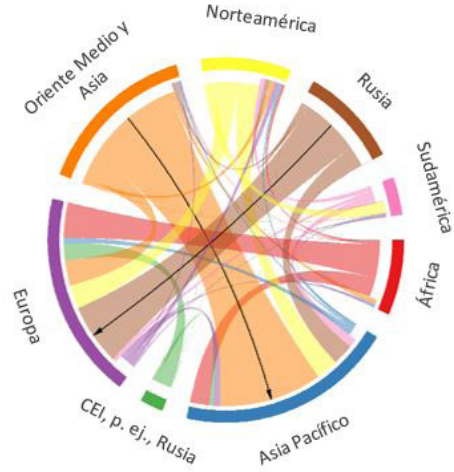
4.4. Patrones de comercialización y balances energéticos globales

Estas diferencias en la fuente de energía exportada cambian el panorama global drásticamente. En la figura 8 se muestra el origen y destino de los productos energéticos primarios directos por región, y lo comparamos con el origen y destino del comercio de energía implícita. El panel a refleja el comercio de energía directa y muestra claramente el dominio de Oriente Medio y Asia Central como proveedor global de energía. La mayor parte de su producción se dirige a la región de Asia Pacífico. Los países de la Comunidad de Estados Independientes, particularmente Rusia, también son importantes exportadores de energía y la mayoría de sus flujos se dirigen a Europa. Pero en el panel b los flujos comerciales de energía implícita son muy diferentes. La región Asia-Pacífico es el proveedor de energía dominante, con flujos desproporcionados hacia Europa y Norteamérica. La importancia de los principales exportadores de energía primaria también se ve reducida de forma sustancial cuando considerados la energía total.

Este patrón más amplio de origen y destino de los flujos de energía cambia el lugar donde debemos buscar el origen de los *shocks* energéticos internacionales. Por supuesto, los cambios en la oferta de productos energéticos primarios como el carbón, el gas natural y el petróleo crudo seguirán teniendo importancia. Pero los cambios en el precio nacional no comercializado de la energía (por ejemplo, los combustibles fósiles de origen y uso nacional o la electricidad renovable de producción nacional) pueden tener grandes implicaciones a nivel internacional. Como hemos señalado, China no es un proveedor importante de energía primaria, pero sí es un proveedor inmenso de energía implícita en bienes

y servicios producidos en el país. Los aumentos del precio de la energía nacional en China se propagarán por las cadenas de suministro mundiales y afectarán a la actividad económica de todo el mundo.

(a) Comercio directo de energía



(b) Comercio de energía implícita

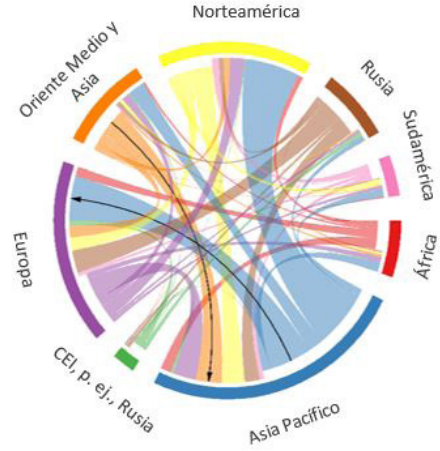


Figura 8. Comercio global de energía (2021). Nota: muestra el origen y destino de productos energéticos directos (carbón, gas, petróleo y productos relacionados) y flujos de energía implícita incluyendo la energía utilizada para producir bienes y servicios. Esta última ilustra el origen y destino de la energía que finalmente absorbieron los bienes y servicios. Fuente: cálculos del autor utilizando UN-COMTRADE (Código 27 del SA para los flujos directos) y la huella de recursos de UN-EORA

Pero el grado en que un país está expuesto a los *shocks* energéticos varía mucho y puede reflejarse bien en un cálculo que ya se ha tratado en este capítulo: la dependencia del país de fuentes de energía extranjeras. Para ilustrar esto se ha estimado la cantidad de energía extranjera implícita en bienes y servicios finales consumidos en un país y se ha comparado con la energía nacional implícita en las exportaciones de dicho país. El balance entre estos dos puede ser positivo o negativo, dependiendo de si el país es un exportador neto de energía implícita o si es un importador neto. La conclusión es que China, Rusia, Taiwán y Sudáfrica tienen los balances más positivos. Reino Unido, Hong Kong, Alemania, EE. UU., Francia e Italia tienen los balances más negativos. A estos cálculos le hemos añadido el balance energético de productos energéticos primarios (carbón, petróleo y gas natural) para obtener un cálculo total de balances energéticos de cada país. Los resultados se muestran en la figura 9, estando los balances energéticos expresados como un porcentaje del suministro energético total disponible en cada país. Los resultados revelan que el continente americano, en su conjunto, es un exportador neto de energía. Australia, la mayoría de los países de la CEI y África en su conjunto son también importantes exportadores netos. Las grandes economías asiáticas de Japón, India y, en menor medida, China son grandes importadores netos. Japón,

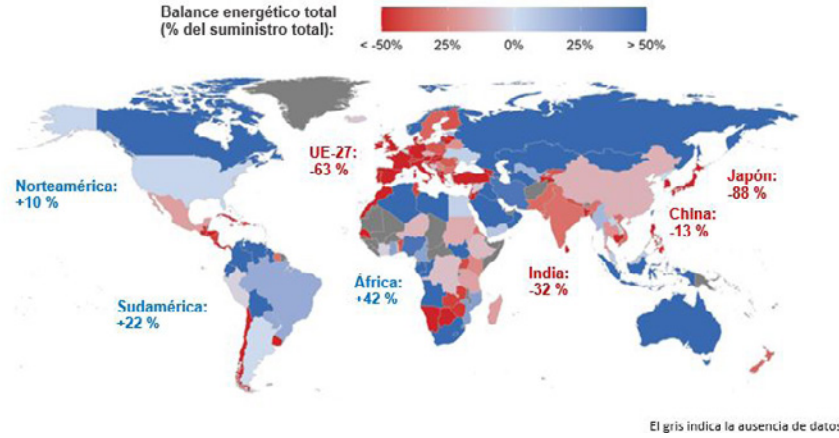


Figura 9. Un cálculo de la exposición a perturbaciones energéticas extranjeras (directa e implícitamente) (2020). Nota: muestra el balance energético total incluyendo tanto el comercio directo de productos energéticos como la energía implícita en todos los bienes y servicios que se comercializan internacionalmente. Los valores negativos indican un consumo de energía extranjera superior al consumo de energía nacional. Fuente: cálculos del autor basándose en AIE (2022b) y en la información sobre la huella de recursos de la base de datos UN-EORA

en concreto, tiene un déficit energético total equivalente al 88% del suministro energético total disponible en el país. Europa también está muy expuesta a los *shocks* energéticos internacionales; de media, el déficit energético total de los 27 países de la UE es equivalente a dos terceras partes del suministro disponible.

Finalmente, como conclusión de esta sección, la forma en que los *shocks* internacionales afectarán a las economías nacionales depende de la posición de cada país en el comercio energético global. A fin de cuentas, como ya se ha comentado detalladamente en la sección anterior, la energía extranjera implícita en los bienes y servicios importados no solo se consume como bienes y servicios finales, sino que también se incorpora a los insumos intermedios que pueden facilitar la producción y exportación de otros bienes y servicios. De hecho, estimamos que tres cuartas partes del total de energía comercializada se corresponde con los insumos intermedios comercializados internacionalmente. Cerca del 14% se corresponde con los insumos intermedios que vuelven a exportarse a un tercer país tras la importación directa de un socio comercial del exportador. Muchos de estos insumos intermedios importados se utilizan para producir bienes exportados en varios países. A nivel mundial, estimamos que más del 44% del comercio total de energía está implícito en las exportaciones del país importador directo. Por ejemplo, Canadá importa de China una pieza intermedia que se utiliza para producir otro bien que será exportado a un tercer país.

El lugar que ocupa un país en la compleja red del comercio energético mundial influye en su exposición a los *shocks* energéticos. Basándonos en la literatura sobre el comercio en términos de valor agregado, consideremos dos indicadores sobre la participación de un país en el comercio mundial de energía: la *participación hacia delante* y la *participación hacia atrás*. El primero indica la cantidad de energía producida internamente por un país que está implícita en los bienes y servicios exportados a otro país y que se utiliza en las exportaciones de ese país a un tercero. Consideremos este país como un *proveedor* de energía a las exportaciones de otro país. La participación hacia atrás, por el contrario, indica la cantidad de energía implícita en las propias exportaciones de un país. Para Canadá, hemos estimado que en 2016 se utilizaron 1,6 GJ por cada 1.000 USD de energía canadiense en las exportaciones de otro país. Esto es su participación hacia atrás. También hemos estimado que, por cada 1.000 USD de energía extranjera, hay implícitos 1,8 GJ de energía en las exportaciones canadien-

ses. Haciendo balance, esto hace que los flujos de exportación canadienses dependan ligeramente más de la energía extranjera de lo que las exportaciones de otros países dependen de la energía canadiense. En Europa occidental, esta dependencia es aún mayor. Hemos estimado que la participación hacia delante de esta región es de 1,4 mientras que la participación hacia atrás roza los 3 puntos. Por tanto, las exportaciones de estos países son altamente dependientes de la energía extranjera.

5. Conclusión

Las variaciones en los costes de cualquier recurso económico importante (ya sea la mano de obra, el capital o la energía) tendrán efectos complejos y en cadena a lo largo de toda la economía global. Algunos sectores se expandirán, otros se contraerán, y el bienestar de las personas también mejorará o empeorará según las circunstancias individuales. En este capítulo, hemos explorado la naturaleza y consecuencias de los *shocks* energéticos en las economías nacionales de todo el mundo. Las tres fuentes primarias de energía (carbón, gas natural y petróleo) son, con diferencia, las fuentes de energía predominantes y seguirá siendo así durante muchos años. Los cambios en las condiciones globales de oferta y demanda pueden tener efectos monumentales sobre el precio de la energía, porque las cantidades que los compradores y los vendedores adquieren y producen, respectivamente, son, a corto plazo, relativamente insensibles a los precios. Unos mercados tan inelásticos son susceptibles a grandes perturbaciones de precios, incluso si la oferta y la demanda varían solo ligeramente. Y, efectivamente, en 2022 las subidas de los precios fueron muy elevadas. El precio del carbón australiano aumentó un 150% en 2022 respecto a 2021. El precio del gas natural en Europa aumentó más del 150%. El precio del petróleo crudo global (Brent) aumentó un 40%.

Estos incrementos tienen efectos directos sobre los consumidores, productores y en la estructura de una economía. También existen efectos indirectos a lo largo de la cadena de suministro, puesto que el coste de producir insumos cambia, lo que afecta al coste de producir tanto otros insumos como bienes finales. Además, es necesario tener una visión amplia del uso y comercio de la energía para comprender qué economías nacionales están más expuestas a los *shocks* energéticos y la forma en que se ven afectadas por los aumentos de precios. Las economías que son

exportadoras netas de estos productos básicos se beneficiarán, mientras que esas que son importadoras netas no lo harán. Las actividades manufactureras que son energéticamente intensivas se contraerán, mientras que las otras (por ejemplo, las actividades de *upstream* en los sectores de producción energética) se expandirán. Pero el panorama se torna más complejo cuando tenemos en cuenta la energía implícita en los muchos bienes y servicios que se consumen en cada país. Los países exportan energía no solo de forma directa, mediante exportaciones de carbón, petróleo o gas natural, sino también incorporada en los bienes y servicios que crea un país. China exporta cantidades significativas de energía al resto del mundo porque es un centro manufacturero inmenso. Por tanto, una variación de los precios de la energía en China, incluso si se trata energía producida y consumida internamente, puede tener implicaciones globales en la medida que los precios de los bienes que produce China se verán afectados. Los sectores que indirectamente son energéticamente intensivos debido a los insumos que requieren también se verán afectados negativamente. Los incrementos globales de precios de la energía alejarán las exportaciones de un país de dichos sectores.

La combinación de flujos de energía globales directos e implícitos también permite una estimación amplia de cuán dependientes son los diferentes países respecto a los proveedores extranjeros de energía. Japón, Europa, India y China tienen balances energéticos muy negativos respecto al resto del mundo, mientras que el continente americano, los países del CEI y África tienen balances muy positivos. A medida que aumenta la incertidumbre a nivel mundial y el suministro energético global se interrumpe con mayor frecuencia, la búsqueda de formas para reducir la dependencia de fuentes energéticas extranjeras puede convertirse en una prioridad política de primer orden para muchos países.

Referencias

Alderman, L. (19 de septiembre de 2022). 'Crippling' Energy Bills Force Europe's Factories to Go Dark. *New York Times.* Disponible en: https://www.nytimes.com/2022/09/19/business/europe-energy-crisis-factories.html.

Alvarez, C.F. y Molnar, G. (12 de octubre de 2021). What is behind soaring energy prices and what happens next? Artículo de opinión para la *AIE*. Disponible en: https://www.iea.org/

commentaries/what-is-behind-soaring-energy-prices-and-what-happens-next.

Arezhi, R., Fetzer, T., y Pisch, F. (2017). On the comparative advantage of U.S. manufacturing: Evidence from the shale gas revolution. *Journal of International Economics* 107, pp. 34-59.

Aslam, A., Novta, N. y Rodrigues-Bastos, F. (2017). Calculating trade in value added. *IMF Working Paper* WP/17/178.

Blanchard, O.J. y Galí, J. (2010). The macroeconomic effects of oil price shocks: why are the 2000s so different from the 1970s? J. Galí, M. Gertler (Eds.). *International Dimensions of Monetary Policy.* Chicago, IL: University of Chicago Press.

BP. (2022). Statistical review of world energy. Disponible en: https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html.

Chan, R., Manderson, E. y Zhang, F. (2022). Indirect energy costs and comparative advantage. *Economics Discussion Paper Series EDP-2206.* The University of Manchester.

Enerdata. (2022). Energy intensity. World Energy and Climate Statistics – Yearbook 2002. [Consulta: 3 de enero de 2023]. Disponible en: https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-energy-intensity-gdp-data.html

Comisión Europea. (29 de noviembre de 2022). Economía y Finanzas. Anexo estadístico a la nota de prensa. [Consulta: 27 de diciembre de 2022]. Disponible en: https://economy-finance.ec.europa.eu/economic-forecast-and-surveys/business-and-consumer-surveys/latest-business-and-consumer-surveys_en

Eurostat. (2022). From where do we import energy? *Shedding light on energy in the EU: 2022 Interactive Edition.* Disponible en: https://ec.europa.eu/eurostat/cache/infographs/energy/bloc-2c.html

Kilian, L. (2008). The Economic Effects of Energy Price Shocks. *Journal of Economic Literature* 46 (4), pp. 871-909.

Koopman, R., Wang, Z. y Wei, S.-J. (2014). Tracing Value-Added and Double Counting in Gross Exports. *American Economic Review* 104 (2), pp. 459-494.

Agencia Internacional de Energía. (2022a). Evolution of key regional natural gas prices, junio de 2021-octubre de 2022. Disponible en: https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/evolution-of-key-regional-natural-gas-prices-june-2021-october-2022

—. (2022b). IEA World Energy Statistics and Balances. Disponible en: https://doi.org/10.1787/enestats-data-en

IMF Primary Commodity Price. (2022). *IMF Data Portal*. 27 de diciembre de 2022. Disponible en: https://www.imf.org/en/Research/commodity-prices

Lenzen, M., Kanemoto, K., Moran, D. y Geschke, A. (2012). Mapping the structure of the world economy. *Environmental Science & Technology* 46 (15), pp. 8374-8381.

—. (2013). Building Eora: A Global Multi-regional Input-Output Database at High Country and Sector Resolution. *Economic Systems Research* 25 (1), pp. 20-49.

OCDE. (2022a). Inflation (CPI) (indicator). [Consulta: 31 de diciembre de 2022]. Disponible en: https://stats.oecd.org/Index.aspx?DataSetCode=PRICES_CPI

—. (2022b). Trade in Value Added. *OECD Statistics on Trade in Value Added.* Disponible en: http://dx.doi.org/10.1787/36ad4f20-en.

Reed, S. (8 de marzo de 2022). The Future Turns Dark for Russia's Oil Industry. *The New York Times.* Disponible en: https://www.nytimes.com/2022/03/08/business/russian-oil-industry.html

—. (3 de enero de 2023). Natural gas prices in Europe fall to pre-invasion levels. *The New York Times.* [Consulta: 3 de enero de 2023]. Disponible en: https://www.nytimes.com/2023/01/03/business/europe-natural-gas-prices.html

Statistics Canada. (2022). Tabla 12-10-0122-01: International merchandise trade by commodity, quarterly (x 1,000,000). Disponible en: https://doi.org/10.25318/1210012201-eng

UN-EORA. The eora global supply chain database. Disponible en: https://worldmrio.com/

UN Comtrade Database. Disponible en: https://comtrade.un.org/

Banco Mundial. (4 de enero de 2023). World Bank Commodities Price Data (The Pink Sheet). Disponible en: https://thedocs.worldbank.org/en/doc/5d903e848db1d1b83e0ec8f744e55570-0350012021/related/CMO-Pink-Sheet-January-2023.pdf

Zeihan, P. (2022). The End of the World is Only the Beginning. New York, New York: HarperCollins, pp. 245-246.

Capítulo segundo

Ecocombustibles y combustibles sintéticos y su papel ante el panorama actual

Berta Cabello Calvo

Resumen

La actividad humana ha contribuido notablemente al cambio climático. Los esfuerzos actuales, tanto públicos como privados, van encaminados a mitigar los efectos del calentamiento global mediante el desarrollo de tecnologías de energía renovable.

Dentro de estas alternativas, los combustibles renovables son una oportunidad para el desarrollo tecnológico e industrial de Europa y, en particular, de España, ya que, además de contribuir a descarbonizar la economía, mejoran la seguridad energética y fomentan la economía circular y el desarrollo de las zonas rurales.

Los combustibles renovables pueden dividirse en tres grandes grupos. El primero es el de los biocombustibles, que son combustibles que derivan de fuentes orgánicas como la biomasa, aceites vegetales sostenibles y residuos orgánicos. El segundo son los combustibles sintéticos, que se producen a partir del hidrógeno procedente de la electrólisis del agua y la captura de CO_2. El tercero es el hidrógeno renovable que se obtiene a partir de la electrólisis del agua o del reformado de materias primas renovables.

Durante los últimos 20 años se han ido incorporando progresivamente biocombustibles al transporte ligero y pesado, hasta representar el 10% de su energía en 2022 en Europa. Otros sectores, como la aviación o el marítimo, aunque han visto mejoras significativas en sus emisiones vía eficiencia, todavía tienen una incorporación de fuentes renovables despreciable. Será en los próximos diez años cuando deberán desplegarse estas alternativas en dos sectores en los que la electrificación es más compleja y, por sus características, la flota tiene una vida útil muy superior al transporte ligero e incluso al pesado.

Palabras clave

Calentamiento global, biocombustibles, combustibles sintéticos, ruta biológica, hidrogeno renovable, seguridad.

Ecofuels and synthetic fuels and their role in the current panorama

Executive Summary

Human activity has notably contributed to climate change. Current efforts, both public and private, are aimed at mitigating the effects of global warming through the development of renewable energy technologies.

Among these alternatives, renewable fuels are an opportunity for technological and industrial development in Europe and particularly in Spain since, in addition to contributing to decarbonizing the economy, they improve energy security, promoting the circular economy and the development of rural areas.

Renewable fuels can be divided into three main groups. The first one is biofuels –fuels derived from organic sources such as biomass–, sustainable vegetable oils and organic waste. The second is synthetic fuels, which are produced from hydrogen from water electrolysis and CO2 capture. The third is renewable hydrogen obtained from water electrolysis or the reformation of renewable raw materials.

During the last 20 years, biofuels have been progressively incorporated into light and heavy-duty transport, until they represent 10% of its energy in 2022 in Europe. Other sectors such as aviation or maritime, although they have seen significant improvements in their emissions via efficiency, still have a negligible incorporation of renewable sources. In the next ten years these alternatives must be deployed in two sectors in which electrification is more complex and has a longer lifetime than light and heavy-duty transport.

Keywords

Global warming, biofuels, synthetic fuels, biological route, renewable hydrogen, security.

VALOR DE LOS COMBUSTIBLES RENOVABLES

IMPULSANDO LA DESCARBONIZACIÓN DE LA ECONOMÍA, LA VALORIZACIÓN DE RESIDUOS Y LA CAPTURA DE CARBONO.



DESCARBONIZACIÓN DE SECTORES CLAVE: TRANSPORTE, INDUSTRIA Y MATERIALES...

A TRAVÉS DE PLATAFORMAS DE CIRCULARIDAD Y CAPTURA DE CARBONO

VALORIZANDO CO_2 Y RESIDUOS URBANOS E INDUSTRIALES Y DEL SECTOR PRIMARIO (AGROFORESTALES Y GANADEROS)

INNOVACIÓN

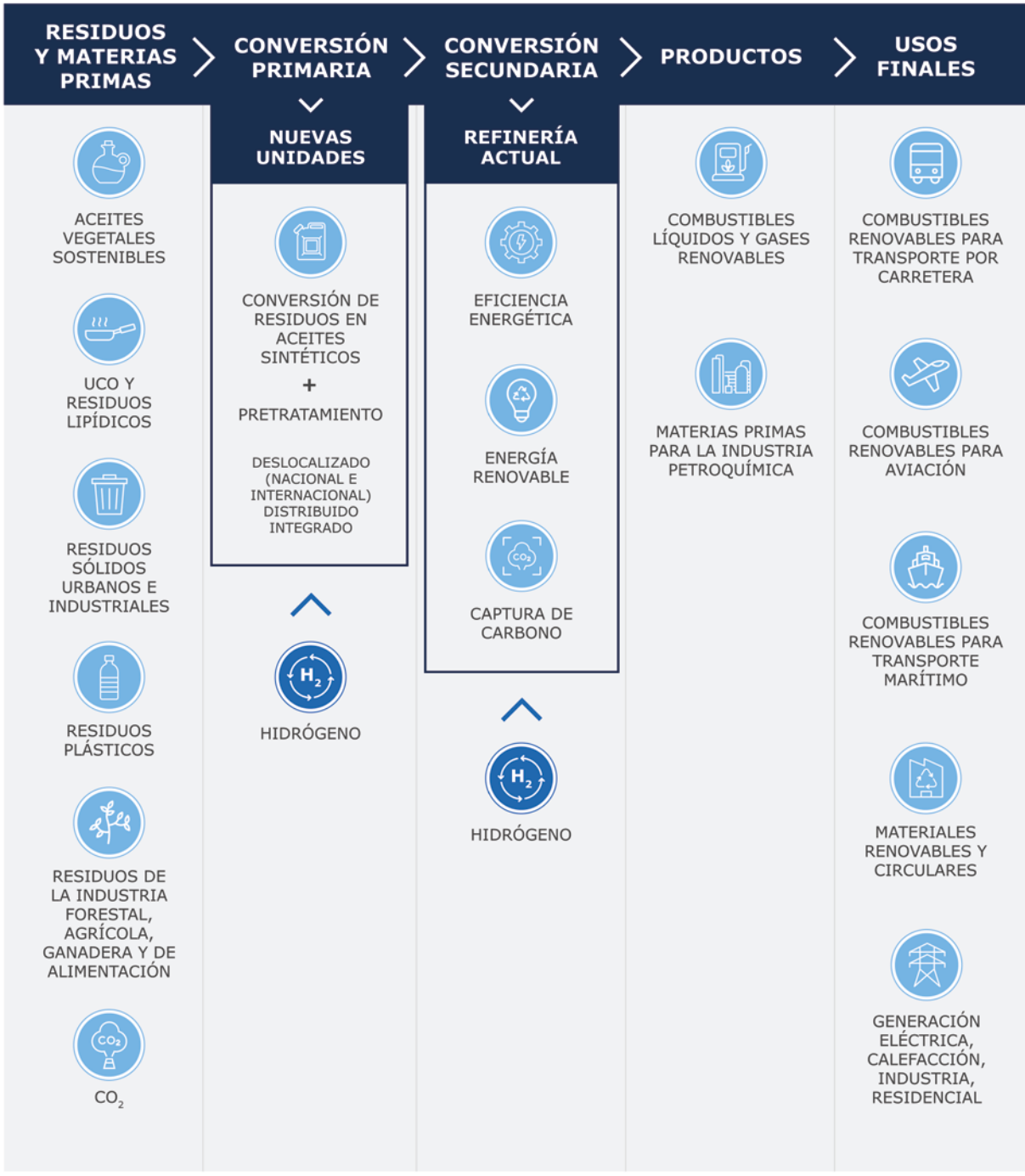
GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO



FIT POR 55: CLIMATE GOALS

CIRCULAR ECONOMY ACTION PLAN

CADENA DE VALOR DE LOS COMBUSTIBLES RENOVABLES



1. Introducción

Puede parecer muy novedosa, pero la idea de los combustibles renovables ya se exploró en el siglo XIX. Curiosamente, estos combustibles se usaban en motores de combustión interna, especialmente en el entorno europeo. En 1890, el ingeniero francés y alemán, Rudolf Diesel, inició una serie de investigaciones con el objetivo de desarrollar un motor que lograra funcionar de manera eficiente a partir de aceites vegetales. Dos años más tarde, Rudolf consiguió finalmente su primera patente de un motor novedoso que, en vez de necesitar chispa, empleaba una mezcla de aire y combustible y, una vez sometidos a compresión, generaban una explosión. En la Exhibición Mundial de París de 1900, Rudolf presentó un motor diésel diseñado para utilizar petróleo, que se probó a propuesta del Gobierno francés, con aceite de cacahuete casi idénticamente a los combustibles fósiles, con el objetivo de dotar a las colonias francesas con autosuficiencia energética y de combustibles para el transporte. Para la época, este motor representaba la opción más eficiente y a la vez más potente y ecológica. Este es un ejemplo de que, aunque la mayoría de los primeros motores de combustión para automóviles de aquel entonces –incluidos el de Karl Benz y los primeros de compresión ideados por Rudolf Diesel– estaban diseñados para combustibles líquidos derivados del crudo, desde muy pronto se exploró la posibilidad de utilizar combustibles de origen vegetal o animal. El mismo Rudolf Diesel[1] fue más allá, al afirmar que, en un futuro, el sol podría seguir proporcionando energía a través de combustibles de origen vegetal, aun cuando se agotasen las reservas de combustibles fósiles.

Sin embargo, el concepto de biocombustibles se abandonó más tarde, debido a la existencia de combustibles fósiles abundantes y baratos, y siempre fue minoritario frente a la abundancia, eficiencia y economía representadas por los combustibles fósiles líquidos. En la época preindustrial, la humanidad dependía de la biomasa para generar luz y calor. Sin embargo, a medida que la población del planeta crecía y se urbanizaba, el sistema energético basado en la biomasa empezó a presentar problemas estructurales. En Inglaterra, por ejemplo, la madera comenzó a escasear de manera preocupante en los siglos XVI y XVII, ya que no solo se usaba como combustible, sino que también constituía

[1] Moon, J. F. (1974). Rudolf Diesel and the Diesel Engine. Madison: Priory Press.

un material de construcción ampliamente utilizado. La población londinense pasó de 60.000 habitantes en el año 1534 a más de 500,000 habitantes en el año 1696, y el precio de la madera aumentó más que cualquier otro producto.

La población pasó de 700.000 habitantes en el año 1750 a más de 4.500.000 en 1901. El transporte en Londres era motivo de insalubridad para la población, ya que, en 1900, se hacía uso de aproximadamente unos 50.000 caballos para el desplazamiento urbano que generaban alrededor de 1.000 toneladas de estiércol al día[2]. Esto sin contar que cada caballo tenía que orinar por las calles de la ciudad, causando olores insoportables.

Los combustibles fósiles cambiaron esa realidad y redujeron a la sociedad de su dependencia de la biomasa, como fuente primaria de energía. Primero, el carbón y, más tarde, el petróleo y el gas natural permitieron un rápido crecimiento y desarrollo de los procesos de la industria, la agricultura, el transporte y la sociedad en general.

El mundo, tal y como lo conocemos hoy, ha cambiado radicalmente en relación al de principios del siglo XIX, antes de que los combustibles fósiles empezaran a usarse a escala. La salud y el bienestar humano han mejorado notablemente lo que ha favorecido un aumento de la población mundial, desde los mil millones de 1800 hasta los casi ocho mil millones actuales. El sistema energético basado en combustibles fósiles es el elemento vital de la economía moderna. Los combustibles fósiles impulsaron la revolución industrial, sacaron a millones de personas de la pobreza y configuraron el mundo moderno tal y como lo conocemos hoy. En lo que se refiere a los combustibles líquidos fósiles, destacaban por ser ideales para el transporte, energéticamente más densos, proporcionando el doble de capacidad energética por unidad que otras fuentes como el carbón. Y lo más importante: eran líquidos, lo que ha permitido el desarrollo del motor de combustión interna como pilar del transporte en la actualidad. Este hecho ha modificado de manera innegable el curso de la historia en diversas ocasiones. Por ejemplo, durante la Primera Guerra Mundial, los ejércitos británico y estadounidense sustituyeron el carbón por combustibles derivados del petróleo permitiendo que sus buques navegaran más rápido que los de los alemanes, que muchos de ellos seguían consumiendo carbón.

[2] Jackson, L. (2014). Dirty Old London: The Victorian Fight Against Filth. Yale University Press.

Sin embargo, a medida que la población crecía, la actividad humana, incluyendo el trasporte, también aumentaba. Con la combustión de hidrocarburos fósiles (carbón, gas natural y petróleo) para generar energía y con diferentes fines, aumentaba la presencia del CO_2 en la atmósfera, llegando a ser actualmente el epicentro de la crisis climática y siendo el trasporte uno de los mayores contribuyentes de emisiones de gases de efecto invernadero (GHG). Es importante destacar que el sector del automóvil ha realizado esfuerzos gigantes en la reducción de las emisiones durante las últimas décadas. La media de emisiones de CO_2 de los coches nuevos están en continuo descenso, reduciéndose en solo los últimos tres años en 44 g/km. Hoy en día, por ejemplo, la medida de emisiones de CO_2 de los coches nuevos es de 77 g/km recorrido y se espera que siga bajando hasta llegar incluso a los 71 g/km de CO_2 durante el 2023. Esta cifra se aleja de manera considerable de la media del parque automovilístico, que se sitúa en 138 gramos de CO2 por kilómetro recorrido, siendo un 44% inferior, y pone de manifiesto la necesidad de la renovación del parque. Como consecuencia, en materia de emisiones de gases de efecto invernadero, el transporte por carretera es el responsable del 25% de las emisiones totales de CO_2[3]. Todo ello obliga a buscar soluciones a fin de hacer frente a esta preocupante situación medioambiental.

Son muchos los factores que impiden progresar rápidamente en este sentido. Primero, las opciones de descarbonización del transporte no han alcanzado la madurez suficiente como para sustituir totalmente al vehículo convencional. La electrificación y los combustibles renovables son alternativas en desarrollo que requieren un soporte regulatorio y la aceptación del consumidor por razones de coste o de conveniencia de uso. Segundo, la renovación del parque automovilístico no está actualmente incentivada por la incertidumbre que provoca el estado de madurez de las alternativas y la prohibición futura de vehículos de motor de combustión interna con emisiones directas, provocando así el efecto contrario al deseado y envejeciendo el parque. En España, por ejemplo, la edad media de los coches era de 13,5 años a cierre de 2021, superior a la media del continente, que se sitúa en los 11,5 años[4].

En relación a los combustibles renovables, mientras que durante los últimos 20 años se han ido incorporando, en forma

[3] Datos de la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos).

[4] ANFAC (Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones).

de biocombustibles, al transporte ligero y pesado, hasta representar el 10% de su energía en 2022 en Europa, otros sectores como la aviación o el marítimo, aunque han visto mejoras significativas en sus emisiones vía eficiencia, todavía tienen una incorporación de fuentes renovables despreciable. Será en los próximos 10 años cuando deberán desplegarse estas alternativas en dos sectores en los que la electrificación es más compleja y, por sus características, la flota tiene una vida útil muy superior al transporte ligero e incluso al pesado.

Por tanto, ante un reto tan importante, el camino más eficiente y con mayor probabilidad de éxito para descarbonizar sectores que son responsables de gran parte de las emisiones, como el transporte, será aquel que concilie las distintas opciones tecnológicas, con dos soluciones para la movilidad: una basada en la electrificación, siempre de energía renovable, y a la vez, otra basada en un motor de combustión que se alimente de combustibles renovables, fuentes que son objeto de análisis del presente capitulo y que también ofrecen cero emisiones netas.

2. Los combustibles renovables

Un combustible es cualquier material capaz de liberar energía cuando se cambia o transforma su estructura química mediante oxidación con desprendimiento de calor. Supone la liberación de una energía de su forma potencial a una forma utilizable, ya sea directamente (energía térmica) o energía mecánica (motores térmicos) dejando como residuo calor, dióxido de carbono y algún otro compuesto químico.

Cabe considerar, por otra parte, que la mayoría de los combustibles, independientemente de su origen y al margen de que sean sólidos, líquidos o gaseosos, están compuestos, básicamente, por carbono (C) e hidrógeno (H). Además de estos componentes principales pueden tener otros como azufre (S), humedad (H_2O), cenizas, etc.

Dentro de la familia de combustibles, los combustibles renovables se obtienen a partir de fuentes renovables como residuos orgánicos, biomasa, hidrógeno renovable y CO_2 capturado. Este tipo de combustibles tienen una composición química muy similar a los tradicionales, siendo su mayor diferencia el mencionado origen.

Estos pueden llegar a reducir entre un 65 y un 110% las emisiones de CO_2 respecto a los combustibles fósiles convencionales,

por lo que tienen potencial para convertirse en una de las soluciones principales de reducción de emisiones en la economía en los próximos años.

Los combustibles renovables se pueden dividir en tres tipos:

a) *Biocombustibles.* Son combustibles derivados de fuentes orgánicas, como la biomasa, aceites vegetales sostenibles y residuos orgánicos. Con estos, pueden fabricarse biocombustibles tradicionales o biocombustibles avanzados. Los biocombustibles tradicionales son los producidos a partir de azúcares, almidón, cultivos oleaginosos y grasas animales. Los biocombustibles avanzados son aquellos producidos a partir de materias primas lignocelulósicas (residuos forestales, agrícolas y biomasa leñosa), cultivos no alimentarios, residuos urbanos o industriales. Existen ya a día de hoy tecnologías maduras de producción de biocombustibles, como el etanol, el biodiésel o el hidrobiodiésel.

b) *Combustibles sintéticos.* Se producen a partir del hidrógeno procedente de la electrólisis del agua y la captura de CO_2. Actualmente esta tecnología está en desarrollo, con la primera planta comercial de metanol sintético[5] y la primera planta demo de e-gasolina puesta en marcha en 2022[6].

c) *Hidrógeno renovable.* El hidrógeno renovable, a diferencia del hidrógeno gris, proviene de fuentes renovables. Se obtiene a partir de la electrólisis del agua o del reformado de materias primas renovables. El proceso de electrólisis se basa en separar la molécula de agua en oxígeno e hidrógeno mediante la utilización de una corriente eléctrica de origen renovable. Este hidrógeno se puede emplear en la fabricación de combustibles sintéticos y en el futuro tiene el potencial para cubrir parte de la demanda en el sector de la movilidad, industrial y residencial.

3. Ventajas de los combustibles renovables

La principal y más directa ventaja que tienen los combustibles renovables es que, en su mayoría, son aptos para su utilización

[5] Commercial scale ETL plant in China — CRI - Carbon Recycling International

[6] *ABC.* (2021). Así será la primera planta comercial del mundo para producir combustible neutral en CO2. Disponible en: https://www.abc.es/motor/reportajes/abci-sera-primera-planta-comercial-mundo-para-producir-combustible-neutral-202109130017_noticia.html

en los motores de los vehículos actuales. La reducción de emisiones que tiene su uso en dichos motores proviene de la captura del CO_2 del aire, realizado durante el proceso de fabricación de dichos combustibles. Según el IPPC, el CO_2 proveniente de la combustión o descomposición de material biogénico de vida corta retirado de donde se cultivó, tendrá un factor de emisión cero[7].

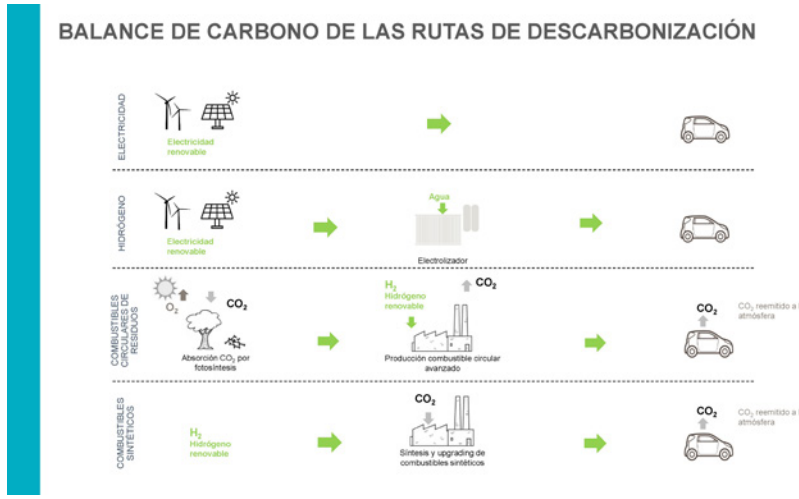


Figura 1. Balance de carbono de las rutas de descarbonización. Fuente: elaboración propia

El uso de combustibles renovables fomenta por tanto el desarrollo y eficiencia de los motores actuales y la renovación de la flota de vehículos, promoviendo la reducción de emisiones a corto y medio plazo.

Es importante destacar que el hecho de que los combustibles renovables sean aptos para los vehículos actuales conlleva que se pueda utilizar la infraestructura existente tanto para su producción como para su distribución, lo que supone otra ventaja importante, ya que contribuye a preservar el empleo industrial.

Adicionalmente, la producción de combustibles renovables en instalaciones existentes puede migrar las mismas a utilizar materias primas de carácter local, lo que tiene el potencial de impulsar la economía circular, la seguridad de suministro y diversificar la matriz energética. Además, al emplear en muchos casos residuos

[7] 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Corrected as of june 2019. Volume 1, chapter 1, p. 6

del sector primario su producción supone una oportunidad para el mundo rural.

Otra ventaja importante, anteriormente mencionada, es que tienen el potencial de reducir entre un 65 y un 110% las emisiones de CO_2 que emiten los combustibles convencionales, por lo que pueden ser la solución más clara para aquellos sectores difíciles de electrificar, como el transporte pesado, la aviación y el marino, así como ciertas industrias como el acero o las cementeras, y una solución complementaria y rápida para sectores electrificables.

Relacionado con el punto anterior, cabe destacar que el combustible que se suministró en 2022 en las estaciones de servicio contiene ya un 10% en energía de combustibles renovables[8] y se espera que en los próximos años se vaya incrementando su incorporación por el impulso regulatorio y por la demanda de clientes con objetivos de reducción de emisiones de sus operaciones.

Por último, es importante subrayar que dada la dificultad que conlleva una cadena de valor tan compleja, esta es auditada por organismos certificadores independientes para asegurar la trazabilidad y sostenibilidad de todo el proceso y garantizar la reducción de emisiones.

4. Cambio climático, alternativas

Desde hace algunas décadas, la sociedad está cada vez más concienciada sobre las consecuencias del cambio climático en la Tierra y las causas que lo han provocado relacionadas con la acción humana. Desde el siglo XIX, debido a las nuevas formas de producción y consumo, se ha podido comprobar un incremento en el efecto invernadero, lo que ha conllevado un calentamiento global. A pesar de que su mitigación supone un gran reto se considera que aún hay margen para revertir la situación.

Los últimos 150 años han supuesto un modelo de desarrollo basado en una economía lineal. La economía lineal es el modelo tradicional ,donde para fabricar productos se extraen materias primas, se produce y luego se desecha, sin tener en cuenta la huella ambiental y sus consecuencias.

[8] *Repsol Global.* A la vanguardia en el desarrollo de biocombustibles. Disponible en: https://www.repsol.com/es/energia-innovacion/technology-lab/reduccion-emisiones/biocombustibles/index.cshtml

A lo largo de este periodo se han emitido unas cantidades muy elevadas de gases de efecto invernadero (GEI), como por ejemplo el dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso y determinados compuestos fluorados, como consecuencia del uso de combustibles fósiles para la creciente actividad industrial, que han conllevado un aumento de las temperaturas en la tierra.

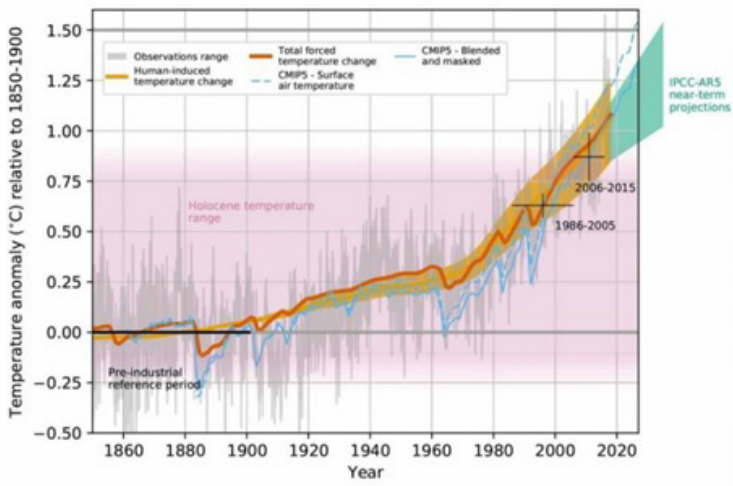


Figura 2. Temperatura relativa a 1850-1900.
Fuente: Global warming of 1.5 °C. IPCC special report (2018)

De continuar esta tendencia, el calentamiento global puede tener consecuencias catastróficas para nuestro planeta, lo que hace necesario que se tomen medidas urgentes. Estas medidas pasan porque tanto las empresas, como los países e, incluso, los propios ciudadanos den pasos para reducir las emisiones a la atmósfera.

Cabe destacar que la principal y más rápida alternativa pasa por reducir el consumo de energía mediante un uso racional de la misma y mediante la mejora de la eficiencia energética de los diferentes procesos implicados. Una vez minimizado el consumo es cuando las alternativas renovables deben aportar a la reducción de emisiones. En este sentido, se hace necesario medir las emisiones en todo el ciclo de vida y no solo en su uso.

Dentro de las alternativas renovables, existen varias tecnologías, todas ellas en distintos estados de desarrollo y complementarias entre sí. El reto de alcanzar la neutralidad climática es tan enorme que debemos contar con todas ellas para tener éxito, dado que en el camino de desarrollo nos encontraremos con lími-

tes o desventajas que no hagan posible que una sola alternativa sea la solución.

Podríamos resumir las alternativas en tres: electrificación (principalmente renovable, pero también nuclear), combustibles renovables y captura y uso de carbono. Existen multitud de escenarios que simulan la neutralidad climática y, aunque hay múltiples opciones para llegar al objetivo, casi todas las fuentes coinciden en que no hay una tecnología claramente ganadora, sino que la combinación de varias será la que nos lleve al éxito.

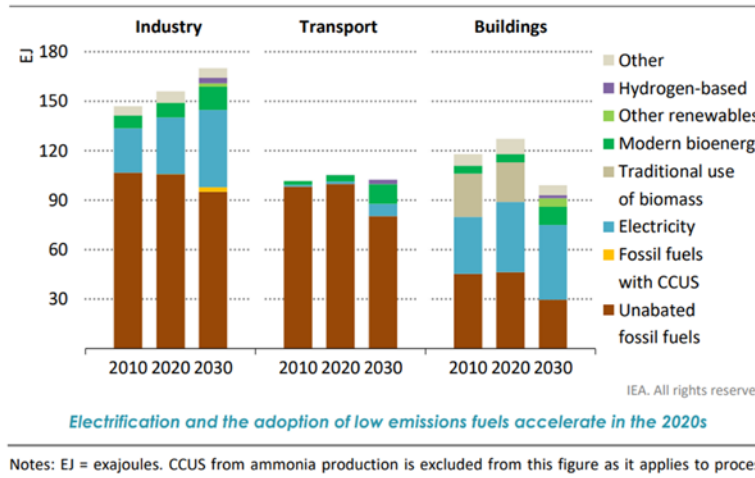


Figura 3. Consumo de energía final por fuente energética y sector hasta 2030 en el «escenario» Net Zero Emissions by 2050. Fuente: World Energy Outlook 2021. Agencia Internacional de la Energía

Para fomentar el desarrollo de estas alternativas, una de las iniciativas que los países han comenzado a implantar es la fiscalidad energética. Esto consiste en introducir impuestos sobre las actividades contaminantes como medida de protección ambiental. Otras iniciativas que han comenzado a implantar es incentivar la innovación en energías limpias y nuevos vectores energéticos además de establecer un precio del carbono.

Las empresas, por su parte, están apostando por soluciones climáticas sostenibles, como puede ser el desarrollo de nuevas tecnologías que ayuden en la descarbonización, además de acometer iniciativas que buscan la compensación de emisiones, como por ejemplo proteger los bosques o la utilización de biocombustibles.

Para conseguir la neutralidad climática, un sector clave es el transporte. En España, las emisiones de gases de efecto invernadero

(GEI) en el año 2019 supusieron 323,2 millones de toneladas, de las cuales el sector transporte supuso más 135 millones de toneladas[9].

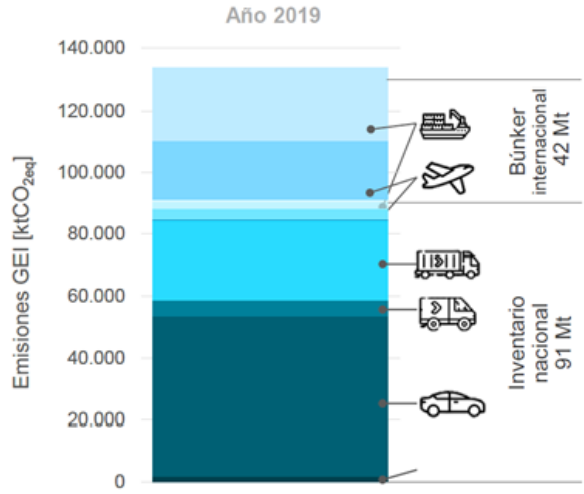


Figura 4 Emisiones GEI del sector transporte 2019. Fuente MITERD (2021). Informe de inventario nacional gases de efecto invernadero (serie 1990-2019)

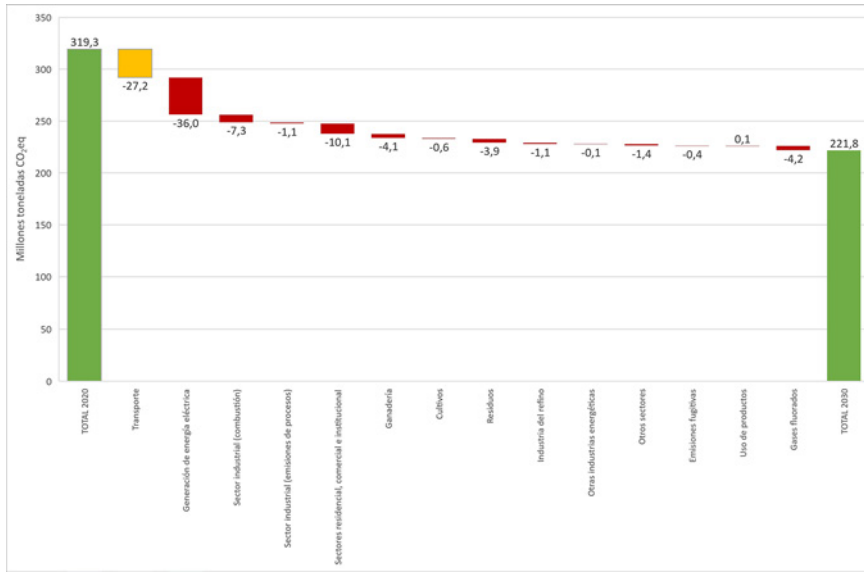
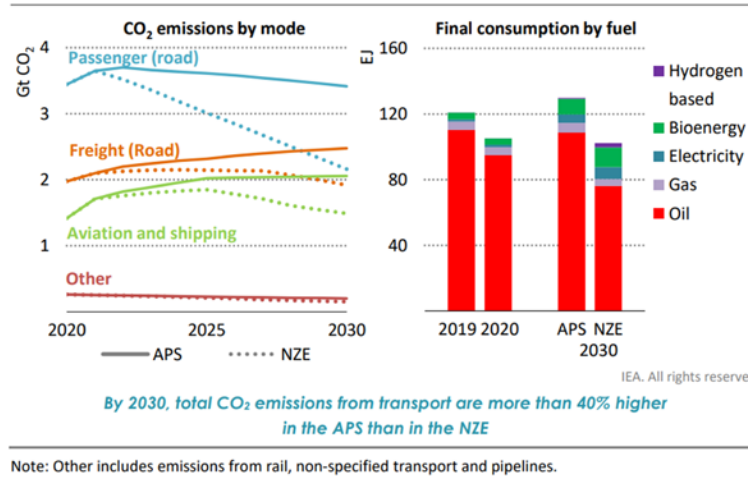


Figura 5. Propuesta de reducción emisiones a 2030. Fuente: PNIEC

[9] Instituto Nacional de Estadística. Cuentas medioambientales. Cuenta de Emisiones a la Atmósfera. Avance 2019 y año 2018.



Note: Other includes emissions from rail, non-specified transport and pipelines.

Figura 6. Emisiones de CO2 y consumo final de energía en el transporte. Escenarios Announced Pledges y Net Zero Emissions by 2050. Fuente: World Energy Outlook 2021. Agencia Internacional de la Energía

La Ley de Cambio Climático y Transición Energética y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) establecen una reducción de las emisiones en 2030 vs 1990 del 23%**.** Según el PNIEC, «Las medidas contempladas permiten pasar de los 340,2 millones de toneladas de CO_2 equivalente ($MtCO_2$-eq) emitidos en 2017 a 226 $MtCO_2$-eq en 2030 (lo que supondría una reducción de un 21%)».

El sector del transporte es el segundo sector, detrás de la generación eléctrica, que tendrá que contribuir de mayor manera a esta reducción de emisiones.

Al igual que en la economía en general, en el transporte también debemos contar con todas las alternativas tecnológicas para conseguir la reducción de emisiones esperada.

5. La oportunidad de los combustibles renovables para la trasformación industrial

Las industrias del refino y petroquímica, pilares fundamentales del desarrollo económico y social europeo durante el siglo XX, no son ajenas a los desafíos del siglo XXI. Actualmente, la capacidad de refino del continente europeo, aunque algo mermada por la fuerte competencia de importaciones de productos, la falta de apoyo a esta industria por parte de las instituciones europeas, la

caída de la demanda durante la pandemia y la transición hacia nuevas tecnologías de movilidad, sigue siendo un elemento fundamental que asegura la autonomía económica al poder suministrar a Europa con combustibles y otros productos producidos con crudo de todas partes del mundo. También representa una combinación de experiencia y capacidad industrial, segura, eficiente, fiable y respetuosa con el medio ambiente, que cada vez peligra más en Europa a pesar de los esfuerzos de los Gobiernos y las instituciones comunes.

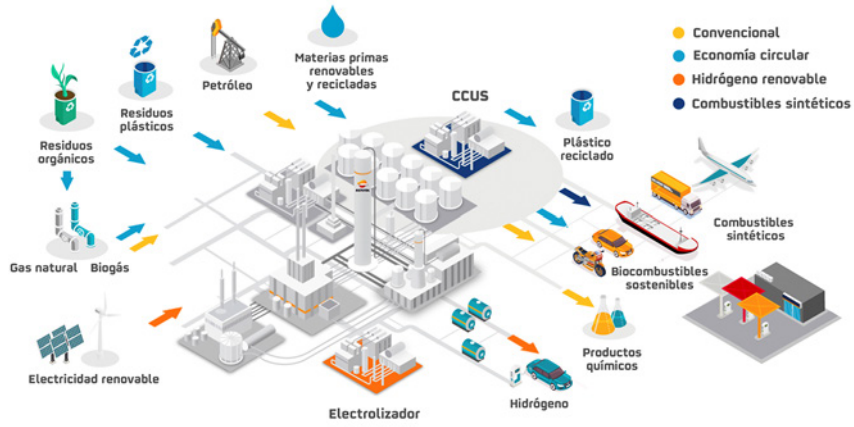


Figura 7. La transformación industrial. Fuente: elaboración propia

Sin embargo, la industria del refino y petroquímica no es meramente un asunto del pasado y del presente, sino también del futuro. La Unión Europea se ha impuesto objetivos de descarbonización netos del 55% para 2030 y del 100% para 2050. Este gran reto solo podrá ser afrontado con el esfuerzo y la colaboración de todas las industrias y tecnologías a su servicio, entre las cuales el refino podrá jugar un papel clave en descarbonizar no solo sus propios procesos industriales, sino también los de sus clientes, incluyendo el transporte terrestre, aéreo y marítimo, los hogares y otras industrias, así como la fabricación de materiales tan claves en la economía como los plásticos. En particular, la Asociación Industrial de Productores de Combustible Europeos, FuelsEurope, considera posible una reducción de emisiones del sector del transporte equivalente al remplazo de 50 millones de vehículos de combustión actuales por vehículos eléctricos, llegando a la neutralidad de carbono en 2050 para vehículos de carretera, y a una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del 50% en los sectores del transporte aéreo y marítimo.

Muchas tecnologías deberán contribuir para hacer esta propuesta realidad, como la captura y almacenamiento de carbono, el avance comercial de hidrógeno y la creciente electrificación de la flota de transporte por carretera, y entre ellas el sector del refino apuesta por los combustibles renovables. A través de la transformación industrial de las refinerías europeas para producir estos nuevos productos se podrá seguir supliendo la demanda de energía para la movilidad europea y mundial por combustibles, con mayor densidad energética y más fáciles de almacenar, proporcionando por lo tanto seguridad de suministro en caso de fluctuaciones en la generación eléctrica y producidos con materia prima local como residuos (orgánicos o forestales) o cultivos.

Como cualquier cambio profundo de un modelo económico, la transformación sería gradual y acompañaría al proceso de descarbonización general guiado por los compromisos de la UE. Una inversión de entre 30 y 40 mil millones de euros entre 2020 y 2030 permitiría la producción de hasta 30 MTep de combustibles renovables en 2035, y una inversión total de entre 400 y 650 mil millones de euros, entre 2020 y 2050, resultaría una producción de hasta 150 Mtep de combustibles renovables. Según las predicciones de la industria, esto se traduciría en una reducción de 100 Mt de CO_2 al año para 2035, equivalente a la introducción de 50 millones de vehículos eléctricos, como se ha mencionado anteriormente. Por su parte, la producción y consumo de 150 MTep de combustibles renovables en 2050 resultaría en un ahorro de 400 $MtC0_2$ al año, equivalente a casi un 15% de las emisiones totales de CO_2 de la UE en 2019 según ClimateWatch. Estas inversiones se destinarían principalmente a la construcción de plantas industriales modernas para la producción de biocombustibles y combustibles sintéticos y, en menor medida, a la adecuación de redes logísticas para los nuevos productos, lo que no sería demasiado complicado, ya que se pueden almacenar como si fueran combustibles fósiles líquidos.

Una mayor utilización de vehículos eléctricos generará una demanda cada vez mayor sobre la producción eléctrica del continente, mientras que muchas otras formas de transporte, como el terrestre pesado, la aviación o los barcos, no podrán abandonar el uso de los combustibles líquidos durante por lo menos las próximas décadas. En esta coyuntura, teniendo en cuenta que la producción eléctrica en gran parte de Europa seguirá dependiendo de los combustibles fósiles, es evidente que lograr los objetivos de descarbonización será imposible sin el impacto decisivo

que podrán tener los combustibles renovables. Por suerte, esta tecnología ha sido desarrollada durante mucho tiempo, con éxito probado, y representa una oportunidad tangible que no podemos permitirnos desaprovechar.

Existen varios ejemplos que demuestran el éxito creciente de esta propuesta. El proyecto FORGE Hydrocarbons, financiado por Shell, ha conseguido producir lubricantes y aceites usados en combustible para aeronaves con emisiones 10 veces menores que los combustibles convencionales. Además, estos proyectos no son meramente experimentos a pequeña escala, sino verdaderas apuestas por el futuro de compañías con dilatada experiencia en el sector. Prueba de ello es la inversión por parte de Repsol de 100 millones de euros para la construcción de una planta demo de producción de combustibles sintéticos en Bilbao, o la inversión de 200 millones de euros de la misma compañía, en 2022, para la construcción de la primera planta de biocombustibles avanzados en España, en su Complejo Industrial de Cartagena.

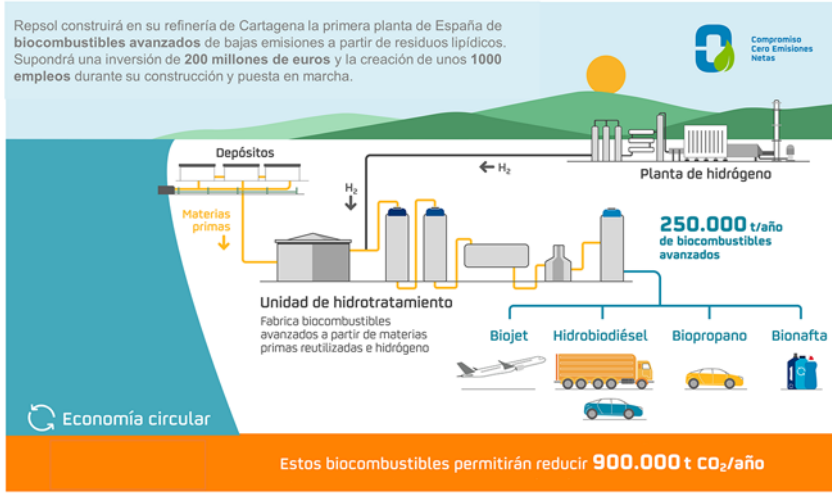


Figura 8. Infografía del proyecto de biocombustibles avanzados en Cartagena. Fuente: Repsol

Debe señalarse que, tecnológicamente, el sector está preparado para llevar a cabo esta estrategia y contribuir decisivamente a la descarbonización de la economía europea y española. Un factor decisivo para conseguir está ambición será también la elaboración de un marco regulatorio, de diálogo con legisladores y reguladores, para garantizar la seguridad jurídica y de inversión

necesarias para llevar a cabo las inversiones requeridas. Los tres vértices fundamentales que debería amparar tal marco serían los siguientes:

- Creación de un mercado de combustibles renovables que favorezca a aquellos que tengan una huella de carbono menor, reflejando la reducción de emisiones conseguida por esta tecnología.
- Soporte a los inversores a través de acceso a fondos privados y públicos, un esquema fiscal que estimule la inversión y su reconocimiento en la legislación sobre finanzas sostenibles.
- La elaboración de criterios de sostenibilidad científicos, serios y estables para las materias primas utilizadas, además de seguridad jurídica sobre la demanda de esta tecnología y su utilización.

Con unas condiciones justas, los combustibles renovables podrán jugar un papel decisivo en el gran esfuerzo climático que estamos llevando a cabo, mientras aseguran la autonomía estratégica y prosperidad económica de Europa, además de su capacidad industrial.

En resumen, en el sector de los hidrocarburos, las actuales plantas de refino y petroquímica se transformarán, reduciendo el uso de petróleo y gas como materias primas, remplazándolas por biomasa y residuos orgánicos y de otra naturaleza para producir biocombustibles avanzados, combustibles sintéticos, hidrógeno y nuevos materiales con materias primas recicladas. Es una visión de transformación industrial, que dará continuidad a instalaciones industriales y empleos en el sector energético y en otros sectores relacionados, como el de automoción y componentes, asociados al motor de combustión interna.

6. Apoyo a la economía circular

La economía circular se define como un sistema económico y social que busca el crecimiento sostenible en el tiempo mediante la producción de bienes y servicios, reduciendo el consumo y el desperdicio de materias primas, agua y fuentes de energía y aumentando el aprovechamiento de residuos.

El objetivo de la economía circular es, por tanto, aprovechar al máximo los recursos materiales de los que disponemos alargando el ciclo de vida de los productos. De este modo se huye del actual

sistema lineal de usar y tirar, y se apuesta por otro respetuoso con el medio ambiente y basado en la prevención, la reutilización, la reparación y el reciclaje.

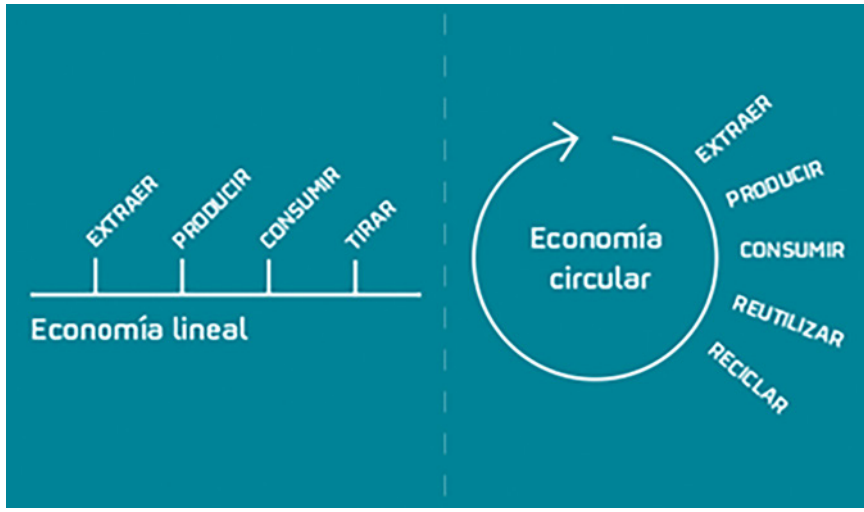


Figura 9. Economía circular. Fuente: Repsol

Actualmente se ha pasado de un modelo basado en las 3R (reducir, reutilizar, reciclar) a las 7R necesarias para alcanzar la economía circular:

a) *Rediseñará.* Consiste en diseñar los productos teniendo en cuenta al medio ambiente, es decir, con base en el ecodiseño. Al diseñar de esta manera se consigue que su proceso de fabricación consuma menos materias primas, se alargue su vida útil y genere menos residuos.

b) *Reducirá.* Cambiar los hábitos de consumo hacia un modelo más sostenible. Si reducimos el consumo se evita la generación de residuos, el gasto de materias primas y, por lo tanto, se reduce el impacto en el medio ambiente.

c) *Reutilizará.* Dar una segunda vida a los diferentes recursos para evitar la producción masiva y el gasto innecesario de materias primas.

d) *Reparará*. Darle un impulso a la reparación de los productos, en lugar de tirarlos, no solamente puede ser más barato sino que además contribuye al ahorro de materias primas y energía y evita la generación de residuos.

e) *Renovará*. De esta manera se pueden actualizar objetos antiguos y se pueden volver a utilizar para su labor original, minimizando la utilización de nuevas materias primas.

f) *Recuperará*. Consiste en dar nuevos usos a materiales que se iban a desechar para reintroducirlos en el proceso productivo.

g) *Reciclará*. Consiste en reintroducir residuos que ya han sido usados en los procesos de producción de manera que sirvan como materia prima para otros productos nuevos. Esta debería ser la última opción, después de haber probado todas las anteriores.

La dependencia de nuevos materiales y recursos fósiles que tiene la economía global en la actualidad incrementa la huella de carbono, el impacto medioambiental de los productos y, además, puede degradar áreas protegidas.

Nuestro modelo económico actual se caracteriza por ser poco circular. Las diferentes industrias extraen materiales de la tierra, las usan para fabricar productos y, posteriormente, terminan como deshechos o residuos. Según el último informe *Circularity Gap Report*, la circularidad mundial es de apenas el 8,6% en el reciclaje y reutilización de todos los recursos consumidos a nivel mundial[10]. Dicho en otras palabras, la capacidad de recuperación y reciclaje no logra igualar las tasas actuales de consumo. El ser humano sigue extrayendo materiales para construir infraestructuras, alojamientos, maquinarias de todo tipo y productos, a fin de hacer frente a las necesidades de una población que no deja de crecer. El mismo informe estima que el uso de los recursos naturales aumentará de 100 a 184 mil millones de toneladas para 2050. Por lo tanto, la población mundial continúa creciendo rápidamente, aumentando la demanda de materias primas, mientras que los suministros disminuyen y se hace imperativo que para el año 2050 la economía funcione en gran medida con materiales reutilizables. Es decir, una economía circular, donde no habrá considerables desperdicios, ya que los recursos se reutilizarán una y otra vez, y donde se emplearán cada vez más recursos de origen renovable.

Un dato importante a tener en cuenta: según las estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE), para alcanzar la meta de cero emisiones globales para 2050 y contener el aumento de la temperatura en 1,5 ºC para fines de siglo, será necesario que

[10] Circularity Gap Report 2022.

la cantidad de minerales extraídos sea seis veces mayor que la actual, en las próximas dos décadas.

Una economía circular puede ser un instrumento poderoso para abordar la crisis actual sobre el clima, la biodiversidad y la contaminación. Al mantener los recursos en el circuito por más tiempo, se logra evitar la emisión de gases de efecto invernadero causados por la energía necesaria para fabricar nuevos productos. También conducirá a una reducción de la pérdida de hábitat, lo que mejorará la biodiversidad. Finalmente, menos desperdicios y residuos significarán menos contaminación. Se requiere, por tanto, la utilización de tecnologías que usen materias primas diferentes de las utilizadas hasta el momento. En concreto, se debe fomentar aquella economía circular para producir combustibles renovables y materiales procedentes de residuos orgánicos y biomasa, en la que varias compañías del sector de la energía son punteras y ya están realizando inversiones importantes.

Los biocombustibles producidos a partir de residuos pueden apoyar el suministro energético del futuro con el objetivo de conseguir la seguridad energética sostenible. Además, tiene el potencial de ser un sector en el que se generen empleos con el desarrollo de nuevas cadenas logísticas e instalaciones de transformación primaria de los residuos en productos intermedios que puedan procesarse en instalaciones petroquímicas, asegurando así también la viabilidad de las mismas a largo plazo.

7. Los biocombustibles

Los biocombustibles son combustibles renovables provenientes de materias primas biológicas y han demostrado ser buenos sustitutos de productos derivados del petróleo en algunos sectores, particularmente el del transporte. Los biocombustibles juegan un papel particularmente importante en la descarbonización de este sector, al proporcionar una solución disponible y real, baja en emisiones, para las tecnologías de movilidad existentes, tales como los vehículos ligeros a corto plazo y los camiones, barcos y aviones con pocas soluciones alternativas a largo plazo. La demanda de biocombustibles a nivel mundial alcanzó 4 EJ en 2021 (159.200 millones de litros). Sin embargo, se requiere un aumento significativo en la producción de biocombustibles para encaminarse hacia el Escenario de Cero Emisiones Netas para 2050 (AIE) y lograr las reducciones de emisiones asociadas. Para 2030, bajo el Escenario de Cero Emisiones Netas, la producción de biocombus-

tibles alcanza los 15 EJ, lo que requiere un crecimiento promedio de alrededor del 16% por año. El uso de materias primas avanzadas también debe expandirse: los biocombustibles producidos a partir de desechos y recursos residuales deben satisfacer el 45% de la demanda total de biocombustibles para 2030[11].

Existen tres rutas diferentes para la producción de biocombustibles y se diferencian según el tipo de materia prima utilizada.

7.1. Ruta lipídica

Esta es la ruta que utiliza como materia prima para la producción de biocombustibles los aceites vegetales, aceites usados de cocina o residuos de origen lipídico de la industria agroalimentaria . Existen dos tipos de tecnologías disponibles para esta ruta:

1. Hidrogenación. Este es un proceso convencional en las refinerías que se utiliza para eliminar el azufre de los componentes del gasóleo y queroseno, así como estabilizar algunos hidrocarburos olefínicos (con dobles enlaces). El proceso se lleva a cabo mezclando hidrógeno con el gasóleo o el queroseno, y haciéndolo reaccionar con ayuda de catalizadores. Actualmente, las unidades de desulfuración existentes en las refinerías admiten cantidades variables de componentes lipídicos mezcladas con la carga mineral, de forma que el producto resultante se compone de gasóleo de origen mineral y de hidrobiodiésel de origen renovable, que tiene propiedades equivalentes a las del gasóleo mineral. Mediante diversas modificaciones o con el diseño y construcción de unidades diseñadas *ad hoc*, estas unidades pueden procesar el 100% de materia prima renovable lipídica.
2. Transesterificación. La transesterificación o alcohólisis es la reacción de un aceite o grasa (componentes lipídicos) con un alcohol en presencia de un catalizador para generar ésteres y glicerol. Permite aprovechar aceites (incluso usados previamente) para generar ésteres aprovechables, como es el caso del biodiésel.

Mediante las tecnologías previamente descritas, se pueden obtener los siguientes productos:

[11] Agencia Internacional de la Energía.

- Hydrogenated Vegetable Oil (HVO). Diésel renovable o hidrobiodiésel. Destinado al transporte ligero, pesado y marítimo. Obtenido mediante hidrogenación. Sin límite de mezcla, dadas sus propiedades equivalentes a un gasóleo parafínico convencional según la norma del diésel parafínico UNE-EN 15940:2016.
- FAME (Fatty Acid Methyl Esters) Biodiésel. Destinado al transporte ligero, pesado y marítimo. Obtenido mediante transesterificación.
- Hydroprocessed Esters and Fatty Acid - Sustainable Aviation Fuel (SAF-HEFA). Combustible de avión renovable. Obtenido mediante hidrogenación.
- Bio propano (BioC3). Propano de origen renovable. Utilizado en transporte, en la industria petroquímica y la producción de hidrógeno. Obtenido mediante hidrogenación.
- Bionafta. Nafta de origen renovable. Utilizada en la industria petroquímica y la producción de hidrógeno. Obtenido mediante hidrogenación.

7.2. Ruta biológica

Esta es la ruta que utiliza como materia prima la fracción orgánica de residuos sólidos procedente de recogida selectiva (FORS), fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU), residuos orgánicos industriales, residuos agrícolas y residuos ganaderos (purines) para la producción de biocombustibles. Existen dos tipos de tecnologías disponibles para esta ruta:

1. *Digestión anaerobia.* La digestión anaerobia o biometanización es un proceso biológico que tiene lugar en ausencia de oxígeno. En este proceso, parte de la materia orgánica se transforma mediante la actuación de microorganismos en una mezcla de gases (biogás), que está constituido principalmente por metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2).
2. *Fermentación.* La fermentación es un proceso que transforma las moléculas mediante una oxidación incompleta, dando como resultado un compuesto orgánico (etanol) y la generación de energía química. Dicho proceso tiene lugar en un ambiente anaeróbico, lo que quiere decir que se realiza en total ausencia de oxígeno.

Mediante las tecnologías previamente descritas, se pueden producir los siguientes productos:

- Biometano. Utilizado en transporte ligero, pesado y marítimo, industria y en el sector residencial. Obtenido mediante digestión anaerobia.
- Bioetanol. Utilizado para la obtención de gasolina renovable y combustible de avión renovable (SAF). Obtenido mediante fermentación.
- Fertilizantes y biochar. Subproductos de la digestión anaerobia. Utilizados como enmienda para suelos.

7.3. Ruta termoquímica

Esta es la ruta que utiliza como materia prima los rechazos de residuos sólidos urbanos y los residuos agroforestales para la producción de biocombustibles. Existen dos tipos de tecnologías disponibles para esta ruta:

1. *Gasificación.* La gasificación es un proceso térmico, en el cual combustibles sólidos son convertidos en un gas combustible con el objeto de producir el llamado gas de síntesis, compuesto principalmente por monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H_2), que puede ser utilizado en otras reacciones (síntesis química a metanol o proceso Fischer-Tropsch) para la formación de hidrocarburos de cadena más larga como diésel renovable o SAF.
2. *Pirólisis.* La pirólisis es un proceso de conversión termoquímica que convierte la biomasa o los residuos sólidos urbanos en combustibles útiles (aceites de pirólisis, gases), mediante calentamiento a temperaturas moderadamente altas y en ausencia de oxígeno.

Mediante las tecnologías previamente descritas, se pueden producir los siguientes productos:

- Diésel renovable. Utilizado para transporte pesado y marítimo.
- FT-SAF. Utilizado para transporte aéreo. Obtenido mediante un proceso de Fischer-Tropsch en el que las moléculas de CO y H_2 se combinan para obtener hidrocarburos más complejos.
- Nafta. Utilizada en la industria petroquímica y la producción de hidrógeno.

- Metanol. Utilizado como combustible en el sector marítimo o como producto intermedio para la fabricación de gasolina, diésel, combustible sostenible de aviación u olefinas para la obtención de materiales.

Los procesos químicos no son totalmente selectivos a un único combustible o producto y, por tanto, la correcta gestión de los subproductos como la nafta, el biopropano o los fertilizantes es clave para la viabilidad de los procesos.



Figura 10. Combustibles renovables. Rutas circulares. Fuente: Repsol y elaboración

8. Integración con la industria química y la fabricación de materiales

La industria química no solo tiene como objetivo reducir las emisiones de sus procesos sino también reducir el consumo de materia prima virgen para sus productos.

Existen varios procesos para poder valorizar los residuos y convertirlos en materiales equivalentes a los que hoy produce la industria petroquímica.

- Reciclado mecánico. Es un proceso de valorización que, mediante temperatura y cizalla, convierte un residuo plástico en un material reciclado, que puede ser empleado para la misma aplicación o para otra distinta. En este proceso la cadena polimérica se mantiene, es decir, no se produce una rotura de cadena, salvo la debida a la posible degradación del propio polímero. El reciclado mecánico es aplicable a los materiales

plásticos, aunque en el caso de los materiales termoestables se limite, en la mayoría de los casos, a un reciclado donde el resultado se incorpora como carga y no como polímero (ya que el polímero no puede volver a fundirse).

- Reciclado químico. El reciclado químico o reciclado molecular, según la norma ISO 15270:200823, es la «conversión a monómero o la producción de nuevas materias primas cambiando la estructura química de los residuos plásticos mediante craqueo, gasificación o despolimerización, excluida la recuperación de energía y la incineración». Según esta definición y según la jerarquía de residuos, el reciclado químico debería incluirse dentro del apartado de reciclado, por encima de la valorización energética y la eliminación en vertedero.

De forma general, la mayoría de los plásticos que no pueden ser reciclados mecánicamente pueden valorizarse mediante esta ruta. Existen tres procesos que son considerados reciclado químico:

- La pirólisis es un proceso que con la acción de calor y sin oxígeno produce un aceite de pirólisis, un gas y un char. El aceite de pirólisis es entonces alimentado, en sustitución de alimentación fósil, a las unidades de producción de olefinas a partir de las cuales se vuelve a fabricar plásticos.
- La gasificación es un proceso en el que con la acción de calor y con oxígeno se produce un gas de síntesis, que puede emplearse para la fabricación de metanol, que a su vez puede integrarse como materia prima en la industria química, sustituyendo a metanol de origen fósil.
- En la acidólisis el residuo procedente de espumas, como los colchones, se alimenta a la planta de reciclado químico para producir poliol de origen reciclado que se incorpora en la formulación.

La integración de los procesos de producción de combustibles y materiales renovables y circulares ofrece muchas sinergias. En primer lugar, por utilizar subproductos de la fabricación de combustibles renovables para la fabricación de materiales. En segundo lugar, por optimizar el mejor uso para las moléculas renovables y circulares siguiendo la jerarquía de residuos. Por último, por aumentar la escala de los proyectos, al disponer de más demanda y, por tanto, mejorar los ratios de inversión frente a producción.

A pesar de que los combustibles circulares –también llamados combustibles reciclados de carbono– no proceden de fuentes renovables, contribuyen a la economía circular, reduciendo la materia prima virgen para la fabricación de los mismos. En aquellos casos en los que los residuos plásticos quedan mezclados con los residuos orgánicos es inevitable la obtención de combustibles reciclados de carbono y es, por tanto, importante valorizar los mismos y que la regulación permita dicho uso.

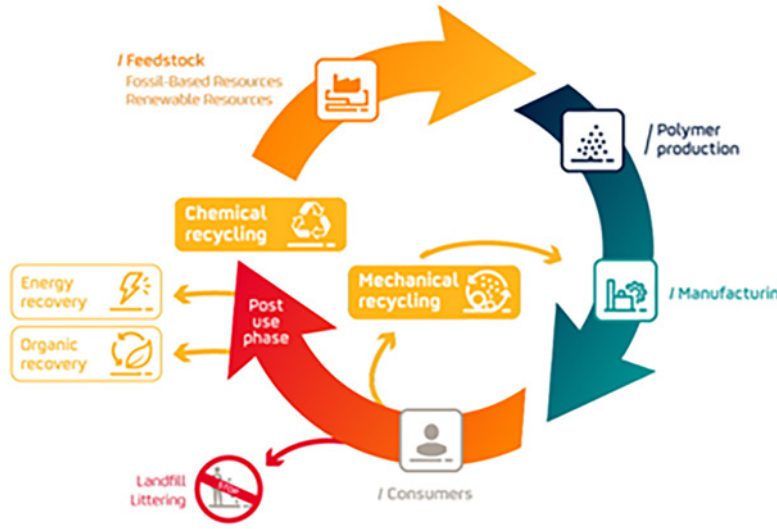


Figura 11. Reciclado químico en España: Apostando por un futuro circular. Aimplas 2022. Rutas de fabricación de materiales circulares. Fuente: Repsol

9. Hidrógeno renovable

El hidrógeno está considerado como un vector energético y no como una fuente de energía primaria, porque para su obtención se requiere una aportación de energía y un proceso químico. Una vez obtenido, este puede almacenar energía que puede ser liberada de forma gradual.

Dependiendo de la materia prima con la que se obtenga y las emisiones de CO_2 generadas en su obtención, el hidrógeno puede clasificarse principalmente en tres tipos:

1. *Hidrógeno renovable o verde.* Es el hidrógeno que se obtiene por la electrólisis del agua mediante la aplicación de una corriente eléctrica de origen renovable. También pueden considerarse como hidrógeno renovable el obtenido mediante el

reformado del biogás o la conversión bioquímica de la biomasa, siempre que se cumplan los requisitos de sostenibilidad.

2. *Hidrógeno gris.* Es el hidrógeno producido mediante procesos de reformado de gas natural u otros hidrocarburos ligeros como GLP.
3. *Hidrógeno azul.* Este hidrógeno se obtiene de igual manera que el hidrógeno gris, sin embargo, en su obtención se aplican técnicas de captura, uso y almacenamiento del CO_2, lo que permite reducir hasta en un 95% las emisiones.

España consume actualmente aproximadamente 500.000 t/año, siendo el 99% hidrógeno gris[12]. Este hidrógeno se utiliza mayoritariamente como materia prima en refinerías (aproximadamente 70%) y en fabricantes de productos químicos (en torno al 25%). El 5% restante corresponde al consumo residual en sectores como el metalúrgico. En muchos casos, la producción se realiza directamente en la propia planta de consumo, a través de instalaciones de reformado con vapor de gas natural.

9.1. Producción de hidrógeno renovable

Para la producción del hidrógeno renovable, se distinguen diferentes tecnologías en función de la materia prima utilizada.

9.1.1. Hidrógeno a partir de agua y electricidad renovable

1. *Electrólisis*. La molécula de agua (H_2O) es disociada en hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2) en estado gaseoso mediante la aplicación de una corriente eléctrica de origen renovable conectada a dos electrodos.
2. *Otros métodos*. Existen otros procesos para la obtención del hidrógeno que aún se encuentran en un estado bajo de madurez tecnológica. Aquí se pueden englobar la termólisis u otros procesos fotoelectroquímicos como la fotoelectrocatálisis.

9.1.2. Hidrógeno a partir de gas natural, biogás u otras materias primas

1. *Reformado con vapor (SMR)*. Consiste en hacer reaccionar hidrocarburos (gas natural, GLP, nafta o sus alternativas

[12] MITECO. *Hoja de ruta del hidrógeno: apuesta por el hidrógeno verde.*

renovables) con vapor de agua a altas temperaturas y presiones. En esta reacción el hidrocarburo se disocia en gas de síntesis, compuesto principalmente por monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H_2). Posteriormente se tiene una etapa de purificación de H_2.

2. *Oxidación parcial (POX)*. Consiste en hacer reaccionar los hidrocarburos a muy altas temperaturas con oxígeno (O_2) en una proporción inferior a la estequiométrica por lo que éste sufre una combustión incompleta y se genera gas de síntesis. Posteriormente se purifica.
3. *Reformado autotérmico (ATR).* Es una combinación de los procesos previamente descritos. Se añade una corriente de vapor al proceso de oxidación parcial, generando un proceso similar al SMR. No es tan eficiente como el proceso del reformado con vapor.

Se espera que la madurez de las tecnologías de obtención de hidrógeno renovable en España, a partir de 2030, haga que se acelere el desarrollo de una economía basada en su producción y aplicación, lo que acabará por constituir una sociedad descarbonizada en 2050, donde las energías renovables supondrán la parte mayoritaria del *mix* energético.

El aumento de la potencia renovable instalada en España, a partir de 2030, vendrá acompañado previsiblemente de una bajada de precios de la electricidad renovable. Esto podría ayudar a que la producción de hidrógeno renovable fuese competitiva frente a otras alternativas. De esta manera podría impulsarse la descarbonización en sectores tradicionalmente difíciles de descarbonizar, como son el transporte y el industrial.

9.2. Usos del hidrógeno renovable

El hidrógeno puede usarse directamente como combustible, vector energético o como materia prima en la industria.

9.2.1. Industria

Como bien se ha comentado previamente, en España se consumen alrededor de 500.000 t/año de hidrógeno, en su mayoría de tipo gris. La inmensa mayoría de este consumo se produce en las refinerías, donde se utiliza en procesos de eliminación de contaminantes en los productos derivados del petróleo o como

materia prima en procesos de hidrocraqueo, y en la industria química, donde se utiliza como materia prima en la fabricación de productos como amoniaco o metanol, que requieren elevadas cantidades del mismo[13].

La sustitución del hidrógeno gris, empleado actualmente, por hidrógeno renovable supone un enorme potencial de descarbonización

9.2.2. Integración sectorial

El hidrógeno tiene una alta versatilidad y está considerado como un vector energético. Estos dos factores pueden hacer que el hidrógeno renovable se convierta en una herramienta clave en la descarbonización de la economía, favoreciendo la seguridad energética y la flexibilidad.

El hidrógeno renovable puede tener un rol importante en sectores como el almacenamiento energético o el sector eléctrico. Además puede contribuir en gran medida a la economía circular, al ser capaz de producirse a partir de biogás renovable, biomasa o residuos mediante la tecnología de gasificación, favoreciendo la descarbonización del sector gasista.

9.2.3. Movilidad

Las pilas de hidrógeno son la forma en la que puede introducirse el hidrógeno renovable en el sector del transporte. Estos son dispositivos en los que el hidrógeno producido a partir de fuentes renovables se utiliza para generar electricidad que propulsa a los vehículos eléctricos. Junto con estas pilas se instalan además baterías eléctricas que se van recargando durante el funcionamiento del vehículo.

Los dispositivos con pilas de hidrógeno y baterías aportan una ventaja competitiva sobre los vehículos eléctricos de baterías ya que se reducen en gran medida los tiempos de carga, sin embargo, aportan un rendimiento energético menor, ya que debe considerarse la energía consumida para obtener el hidrógeno renovable, así como la necesaria para comprimirlo y almacenarlo en los tanques de los vehículos.

Actualmente, el sector que tiene más desarrollada la utilización de hidrógeno es el de transporte por carretera, contando con una

[13] MITECO. *Hoja de ruta del hidrógeno: apuesta por el hidrógeno verde*.

flota mundial actual de 12.000 vehículos ligeros de pila de hidrógeno[14]. En el sector aviación, marítimo y ferroviario se están desarrollando iniciativas, pero aún se encuentran en estadios iniciales.

10. Combustibles sintéticos

Los combustibles sintéticos se producen a partir del hidrógeno procedente de la electrólisis del agua y la captura de CO_2. La energía contenida en la molécula del combustible procede del hidrógeno y por tanto de la electricidad. Por eso, estos combustibles, también denominados e-combustibles o combustibles derivados del hidrógeno, son la forma de trasladar la electricidad renovable a una fuente de energía fácilmente transportable, almacenable y con una alta densidad energética, a través del hidrógeno renovable.

Como se ha comentado, en aquellos sectores difíciles de electrificar, como ciertas industrias o el transporte aéreo y marítimo, los combustibles sintéticos serán clave. Todavía es necesario el desarrollo de algunas tecnologías que forman parte de la cadena de fabricación de estos combustibles y los próximos diez años serán claves para demostrar su factibilidad y su competitividad.

A continuación se van a explicar diferentes tecnologías disponibles para su producción, empezando por las tecnologías de captura de CO_2.

10.1. Captura de CO_2

La captura de CO_2 es una tecnología comercial, pero se ha aplicado inicialmente en aquellos sectores donde se dispone de una corriente de gas con alta concentración de CO_2 (fertilizantes, acondicionamiento de gas natural, producción de hidrógeno), donde los costes de captura son menores y hacen viable la separación. En la última década se han desarrollado nuevas tecnologías que permiten la captura en corrientes más diluidas, lo que ha posibilitado la financiación de diferentes proyectos de captura en postcombustión en otros sectores, como los de generación eléctrica, cementeras, siderúrgica y refinerías.

La captura y el almacenamiento de dióxido de carbono (CCS, por sus siglas en inglés) será una parte importante de la oferta de

[14] MITECO. *Hoja de ruta del hidrógeno: apuesta por el hidrógeno verde*.

mitigación de gases de efecto invernadero si se fijan los objetivos más ambiciosos del Acuerdo de París. La Hoja de Ruta Tecnológica de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) para la Captura y el Almacenamiento de Carbono estima que, para 2050, aproximadamente el 20% de las reducciones de emisiones tendrán que lograrse mediante la aplicación de sistemas tipo CCS, siendo una parte importante de esta realizada, por supuesto, por el sector energético, pero con aportaciones relevantes de otros sectores *hard to abate,* como la industria del acero, cemento o la de refino.

De acuerdo al estudio realizado por Concawe en colaboración con Aramco, *E-fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050*, existen tres tipos de tecnologías principales para la captura de CO_2:

1. Captura de CO_2 desde un punto de alta concentración de CO_2. La unidad típica en la que se puede realizar este proceso es una absorción con aminas en una unidad de reformado con vapor (SMR) de alta presión/baja temperatura que tiene alrededor de un 80% de CO_2 en volumen.
2. Captura de CO_2 desde un punto de concentración media de CO_2. La unidad típica es una planta de generación eléctrica de gas natural capturando en los gases de salida con aproximadamente un 8,5% de CO_2 en volumen.
3. Captura directa de CO_2 desde el aire (DAC) a baja temperatura donde la concentración de CO_2 es aproximadamente un 0,04% en volumen.

Según el estudio mencionado previamente, la comparativa del consumo energético de las tres opciones es la siguiente[15]:

Tipo de fuente	Concentración alta	Concentración media	Captura directa del aire
% Concentración CO_2	85%	8,5%	0,04%
Consumo energético (MJ/kg CO_2)	0,14	0,27	1,44

En el estudio también se explican diferentes vías de síntesis de combustibles sintéticos. A continuación se explicarán tres ejemplos: Síntesis de e-metano, e-metanol y e-destilados (reacción de Fischer-Tropsch).

[15] "E-fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050" - Concawe en colaboración con Aramco

10.2. E-metano

El metano sintético se obtiene mediante un proceso llamado *metanación*, también conocido como la reacción Sabatier, que combina CO_2 e hidrógeno a una temperatura de aproximadamente 400 ºC y una presión de unos 30 bar en presencia de un catalizador de níquel o rutenio. Esta reacción es exotérmica y produce metano (CH4) y agua (H2O):

$$CO2 + 4H2 \rightarrow CH4 + H20.$$

Por cada kg de metano producido se consumen 3 kg de CO_2 y 0,5 kg de hidrógeno. El consumo energético es de aproximadamente 1,15 MJ/kg CH4 producido[16].

10.3. E-metanol

El metanol sintético se puede sintetizar mediante un proceso en dos etapas utilizando gas de síntesis o mediante un proceso en una etapa, utilizando CO_2 directamente. En el caso de realizar el proceso en una única etapa se necesita un ratio molar CO_2:H_2 de 1:2,8. Las reacciones para ambas etapas son las siguientes:

$$CO + 2H2 \leftrightarrow CH3OH\ (1ª\ etapa)$$

$$CO2 + 3H2 \leftrightarrow CH3OH + H2O\ (2ª\ etapa).$$

Un ejemplo de planta de producción de e-metanol a gran escala es la planta de George Olah, en Islandia, con una capacidad de producción de 4.000 t/año.

Por cada kg de metanol producido se consumen 1,4 kg de CO_2 y 0,193 kg de hidrógeno. El consumo energético es de aproximadamente 1,07 MJ/kg metanol producido.

10.4. E-destilados: síntesis mediante Fischer-Tropsch

Los combustibles sintéticos obtenidos mediante el proceso Fischer-Tropsch, como por ejemplo diésel, gasolina o keroseno sintéticos, son una tecnología madura y que tiene actualmente varias plantas a gran escala. Un ejemplo de esto es la planta de reformado de gas natural con vapor de Shell en Qatar, con una

[16] "E-fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050" - Concawe en colaboración con Aramco

capacidad de 140.000 barriles diarios. La reacción de Fischer-Tropsch se describe de la siguiente manera:

$$nCO + (2n + 1)H2 \rightarrow H(CH2)n + nH2O.$$

Para maximizar el rendimiento a combustibles de transporte (gasolina, diésel, keroseno), se debe seleccionar una reacción de Fischer-Tropsch a baja temperatura, combinándose con una etapa de hidrocraqueo. De esta manera se consigue una distribución aproximada de productos de 37% gasolina, 28% diésel, 32% keroseno y 3% GLP[17].

La reacción de Fischer-Tropsch requiere de una mezcla de hidrógeno (H_2) y monóxido de carbono (CO), por lo que el CO_2 capturado debe reducirse a CO previo a la reacción. Esto se consigue mediante la reacción de desplazamiento del gas del agua (RWGS por sus siglas en inglés). Esta es una reacción endotérmica, en la que el CO_2 se reforma con H_2 para producir CO y agua. Esta reacción requiere temperaturas de 800-1.000 ºC, temperaturas de 30 bar y altos consumos eléctricos.

$$CO2 + H2 \leftrightarrow CO + H2O.$$

La reacción de RWGS es una tecnología que necesita actualmente de un mayor desarrollo para poder llegar a la madurez necesaria como para montar plantas a gran escala.

Por cada kg de diésel de Fischer-Tropsch producido, combinando la reacción de RWGS y la de Fischer-Tropsch, se consumen 3,715 kg de CO_2 y 0,493 kg de hidrógeno. El consumo energético es de aproximadamente 1,9 MJ/kg diésel FT producido.

11. Regulación y demanda

En la actualidad existen dos vectores de crecimiento de la demanda de los combustibles renovables: la regulación y los objetivos voluntarios de descarbonización de cada vez más compañías. Estos objetivos vienen promovidos en algunos casos por la demanda creciente de los consumidores hacia productos más sostenibles, pero en su mayoría, por la demanda de accionistas, inversores y entidades financieras a apoyar actividades sostenibles.

[17] "E-fuels: A techno-economic assessment of European domestic production and imports towards 2050" - Concawe en colaboración con Aramco.

En el ámbito regulatorio, Europa ha liderado el camino a la descarbonización. En los últimos años, la publicación del Pacto Verde Europeo, la pandemia de la COVID y los fondos de recuperación NextGenerationEU y la crisis de Ucrania con el paquete REPowerEU, han marcado los avances regulatorios hacia la descarbonización y la seguridad energética.

11.1. Pacto Verde Europeo (European Green Deal)[18]

El Pacto Verde Europeo, presentado el 11 de diciembre de 2019 por la Comisión Europea, recoge medidas de control de polución, políticas sociales y acciones contra el cambio climático, leyes de sostenibilidad, reducción de las emisiones de GEI, eficiencia energética, economía circular y economía verde. El objetivo de este pacto es que la Unión Europea alcance la neutralidad climática, de aquí al año 2050.

Las iniciativas que incluye el Pacto Verde Europeo son las siguientes:

1. Objetivo 55. El Consejo Europeo ha fijado el objetivo de que la UE reduzca sus emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 55% de aquí a 2030 con respecto a los niveles de 1990 y alcance la neutralidad climática de aquí a 2050. Estos objetivos son vinculantes para la UE y sus Estados miembros.
2. Estrategia de adaptación al cambio climático de la UE. Dicha estrategia detalla una visión a largo plazo para que, de aquí a 2050, la UE llegue a ser una sociedad resiliente frente al cambio climático plenamente adaptada a los efectos inevitables de este.
3. Estrategia de la UE sobre la Biodiversidad de aquí a 2030. Tiene como objetivo contribuir a recuperar la biodiversidad de Europa de aquí a 2030. Esto reportaría beneficios para las personas, el clima y el planeta.
4. Estrategia *De la Granja a la Mesa*. Tiene como objetivo ayudar a la UE a lograr la neutralidad climática de aquí a 2050, transformando el actual sistema alimentario de la UE en un modelo sostenible.

[18] Comisón Europea. Un pacto verde europeo. Disponible en: https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es

5. Estrategia Industrial Europea. Permitir que la industria europea lidere la transición ecológica y digital y se convierta en la fuerza motriz mundial en el camino hacia la neutralidad climática y la digitalización.
6. Plan de Acción para la Economía Circular. El plan prevé más de treinta medidas sobre el diseño de productos sostenibles, la circularidad de los procesos de producción y el empoderamiento de los consumidores y los compradores públicos.
7. Pilas y baterías y sus residuos. Tiene por objetivo abordar el ciclo de vida de las pilas y baterías en su totalidad, desde el proceso de producción hasta los requisitos de diseño, así como una *segunda vida*, el reciclaje y la incorporación en las baterías nuevas de contenido reciclado.
8. Transición justa. La UE ha introducido un Mecanismo para una Transición Justa para proporcionar apoyo financiero y técnico a las regiones más afectadas por la transición hacia una economía baja en carbono.
9. Energía limpia, asequible y segura. Dado que el 75% de las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE proceden del uso y la producción de energía, la descarbonización del sector de la energía constituye un paso crucial para la neutralidad climática de la UE.
10. Estrategia de la UE para la sostenibilidad de las sustancias químicas. Las sustancias químicas pueden ser perjudiciales para las personas y el medio ambiente. La estrategia establece una visión a largo plazo de la política de la UE en materia de sustancias químicas de manera que se proteja la salud humana, se refuerce la competitividad de la industria y se apoye un entorno sin sustancias tóxicas.
11. Estrategia forestal e importaciones libres de deforestación. Se centra en promover la gestión forestal sostenible, ofrecer incentivos financieros a los propietarios y gestores forestales para que adopten prácticas respetuosas con el medio ambiente y aumentar el tamaño y la biodiversidad de los bosques.

11.2. Directiva de Energías Renovables (RED II)[19]

La directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y el Consejo del 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables establece un marco común para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables. Fija un objetivo vinculante para la Unión en relación con la cuota general de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión en 2030.

Los puntos más importantes que incluye son los siguientes:

1. Objetivo vinculante global de la UE para 2030 del 32% como mínimo de energía procedente de fuentes renovables.
2. Establece normas sobre ayudas financieras rentables basadas en el mercado destinadas a la electricidad procedente de fuentes renovables.
3. Establece mecanismos de protección de los sistemas de apoyo contra las modificaciones que pusieron en riesgo proyectos en curso.
4. Establece mecanismos de cooperación entre los Estados miembros de la UE, y entre los Estados miembros y terceros países.
5. Establece una simplificación de los procedimientos administrativos de proyectos de renovables.
6. Establece un sistema de garantías de origen mejorado y ampliado a todas las renovables.
7. Establece normas que permiten a los consumidores producir su propia electricidad, individualmente o en el marco de comunidades de energías renovables, sin restricciones indebidas.
8. Establece criterios sostenibles de la UE sobre bioenergía que se han reforzado y amplían su ámbito de aplicación hasta cubrir todos los carburantes, independientemente del uso energético final.
9. En cuanto al sector de la climatización, establece un incremento anual de 1,3 puntos porcentuales en la cuota de

[19] Comisión Europea. Renewable Energy – Recast to 2030 (RED II). *EU Science Hub.* Disponible en: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/welcome-jec-website/reference-regulatory-framework/renewable-energy-recast-2030-red-ii_en

energías renovables del sector, el derecho de los consumidores a desconectarse de sistemas de climatización urbanos ineficientes y el acceso de terceros para proveedores de renovables y calor y frío residuales a las redes urbanas de calefacción y refrigeración.

10. En cuanto al sector transporte, establece un objetivo vinculante del 14% en e/e en 2030 con un subobjetivo específico para biocarburantes avanzados del 3,5% y límites sobre los biocombustibles convencionales y la eliminación gradual de los biocombustibles con un alto riesgo de no reducir emisiones. Este objetivo vinculante tiene además una serie de limitaciones:

- A partir de 2023 se establece una limitación máxima del 7% en e/e de biocombustibles producidos a partir de cultivos forrajeros en carretera y ferrocarril.
- Se establece un límite de un 3,1% en e/e de biocombustibles considerados con alto ILUC (Indirect Land Use Change) sobre las ventas de gasóleo y gasolina.
- Se establece una limitación máxima de un 1,7% en e/e de biocombustibles producidos a partir de UCO, grasas animales y otras materias primas incluidas dentro de la parte B del Anexo IX de la RED II sobre las ventas de gasóleo y gasolina.

11.3. RDL 6/2022 (Trasposición artículo 7 bis de Fuel Quality Directive)[20]

El Real Decreto-ley 6/2022 de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania, entre otros muchos puntos, traspone el artículo 7 bis de la Directiva 2009/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, más conocido como Fuel Quality Directive (FQD).

El aspecto más importante es que se establece un objetivo de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida, por unidad de combustible y de energía suministrados en el transporte, del 6%, en comparación con el valor de

[20] *BOE.* (2022). Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania. Publicado el 31 de marzo de 2022. Disponible en: https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2022-4972

referencia de las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de los combustibles fósiles utilizados en la Unión Europea en 2010, que es de 94,1 g de CO_2eq/MJ.

El RDL 6/2022, donde se traspone el artículo 7 bis de la Directiva 2009/30/CE, es de obligado cumplimiento sobre:

a) Combustibles utilizados para propulsar vehículos de carretera, máquinas móviles no de carretera, incluidos los buques de navegación interior cuando no se hallen en el mar y el ferrocarril, tractores agrícolas y forestales y embarcaciones de recreo cuando no se hallen en el mar.

b) Electricidad destinada a vehículos de carretera, si se puede demostrar que se ha medido y verificado adecuadamente la electricidad suministrada para su uso en dichos vehículos.

c) Biocarburantes para uso aéreo, siempre y cuando cumplan los criterios de sostenibilidad del Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre y se demuestre que son sostenibles según lo dispuesto en la regulación vigente.

Al igual que en el caso de la RED II, se establece un límite de un 7% en e/e de biocombustibles producidos a partir de cultivos forrajeros en carretera y ferrocarril.

11.4. Fuel EU Maritime[21]

El transporte marítimo supone un 75% del volumen de comercio externo de la UE y el 31% del interno, por lo que juega un papel fundamental en la economía europea. Cada año también aproximadamente 400 millones de pasajeros embarcan y desembarcan en puertos europeos, además de 14 millones en cruceros.

Por otro lado, el tráfico de buques hacia o desde los puertos del Espacio Económico Europeo representa aproximadamente el 11% de todas las emisiones de CO_2 de la UE procedentes del transporte y entre el 3 y el 4% del total de las emisiones de CO_2 de la UE.

[21] Comisión Europea. (2020). Emisiones de CO_2 procedentes del transporte marítimo: fomento del uso de combustibles con bajas emisiones de carbono. Disponible en: https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12312-Emisiones-de-CO2-procedentes-del-transporte-maritimo-fomento-del-uso-de-combustibles-con-bajas-emisiones-de-carbono_es

Esta iniciativa (Fuel EU Maritime) pretende aumentar el uso de combustibles alternativos sostenibles en el transporte marítimo y los puertos europeos. Marca un objetivo de reducción de la intensidad de emisiones (gCO_2eq /MJ) de la energía que usen los barcos de más de 5.000 t respecto a un valor de referencia (2020) para la reducción de emisiones en el sector marítimo a partir del año 2025.

En el momento de preparación del presente trabajo, se encuentra en fase de trílogo entre la Comisión Europea, el Consejo Europeo y el Parlamento Europeo. La propuesta actual por parte de la Comisión marca la siguiente hoja de ruta:

- A partir 1/01/2025: reducción 2%.
- A partir 1/01/2030: reducción 6%.
- A partir 1/01/2035: reducción 13%.
- A partir 1/01/2040: reducción 26%.
- A partir 1/01/2045: reducción 59%.
- A partir 1/01/2050: reducción 75%.

11.5. ReFuel EU Aviation[22]

El hecho de que exista un mercado de aviación interno bien organizado y competitivo es esencial para la movilidad de los europeos y para la economía europea en su conjunto. La aviación y la industria aeronáutica emplean aproximadamente 400.000 personas de forma directa en la UE y contribuyen a alrededor de un 2,1% de su PIB. La aviación es, además, uno de los motores principales para conectar a las personas, promover el turismo y la cohesión social. Cada año más de 1.200 millones de pasajeros vuelan a más de 500 aeropuertos europeos.

Los combustibles de aviación sostenibles (electrocombustibles y biocombustibles avanzados) pueden reducir significativamente las emisiones de las aeronaves. Sin embargo, este potencial está desaprovechado en gran medida, ya que estos combustibles solo representan el 0,05% del consumo total.

[22] Comisión Europea. (2020). Combustibles de aviación sostenibles – ReFuelEU Aviation. Disponible en: https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12303-ReFuelEU-Aviation-Sustainable-Aviation-Fuels

Esta iniciativa (ReFuel EU Aviation) tiene por objeto impulsar la oferta y la demanda de combustibles de aviación sostenibles en la UE. Esto, a su vez, reducirá la huella ambiental de la aviación y contribuirá a la consecución de los objetivos climáticos de la UE.

En el momento de preparación de este trabajo, se encuentra en fase de trílogo entre la Comisión Europea, el Consejo Europeo y el Parlamento Europeo. La propuesta actual por parte de la Comisión marca la siguiente hoja de ruta:

- A partir de 1/01/2025 > 2% v/v.
- A partir de 01/01/2030 > 5% v/v con un 0,7% v/v de combustibles sintéticos.
- A partir de 01/01/2035 > 20% v/v con un 5% v/v de combustibles sintéticos.
- A partir de 01/01/2040 > 32% v/v con un 8% v/v de combustibles sintéticos.
- A partir de 01/01/2045 > 38% v/v con un 11% v/v de combustibles sintéticos.
- A partir de 01/01/2050 > 63% v/v con un 28% v/v de combustibles sintéticos.

11.6. Incentivos financieros: Fondos NextGen de la UE e Inflation Reduction Act (IRA)[23]

En los últimos tres años, desde la crisis del COVID hasta el momento actual, con la crisis de Ucrania, tanto la Unión Europea como Estados Unidos están publicando paquetes de ayudas en forma de subvenciones y préstamos para favorecer la economía y, en concreto, las energías limpias.

En julio de 2020, el Consejo Europeo acordó un instrumento excepcional de recuperación temporal conocido como Next Generation EU (Próxima Generación UE), dotado con 750.000 millones de euros para el conjunto de los Estados miembros. El Fondo de Recuperación garantiza una respuesta europea coordinada con

[23] Energy.gov (2022). Inflation Reduction Act of 2022. *Loan Programs Office.* Disponible en:
https://www.energy.gov/lpo/inflation-reduction-act-2022
Ministerio de Hacienda y Función Pública. Next Generation EU. Disponibñe en:
https://www.hacienda.gob.es/es-ES/CDI/Páginas/FondosEuropeos/Fondos-relacionados-COVID/Next-Generation.aspx

los Estados miembros para hacer frente a las consecuencias económicas y sociales de la pandemia[24].

Los fondos pueden utilizarse para conceder préstamos reembolsables por un volumen de hasta 360.000 millones de euros y transferencias no reembolsables por una cantidad de 390.000 millones de euros.

Los dos instrumentos de mayor volumen del Next Generation EU son los siguientes:

- El Mecanismo para la Recuperación y la Resiliencia (MRR), que constituye el núcleo del Fondo de Recuperación y está dotado con 672.500 millones de euros. Su finalidad es apoyar la inversión y las reformas en los Estados miembros para lograr una recuperación sostenible y resiliente, al tiempo que se promueven las prioridades ecológicas y digitales de la UE.
- El Fondo REACT-EU, que está dotado con 47.500 millones de euros. Los fondos de REACT-EU operan como fondos estructurales, pero con mayor flexibilidad y agilidad en su ejecución. REACT-EU promoverá la recuperación ecológica, digital y resiliente de la economía.

Next Generation EU también aportará fondos adicionales a otros programas o fondos europeos, como el Fondo Europeo Agrario de Desarrollo Rural (FEADER) y el Fondo de Transición Justa (FTJ), de los cuales España recibirá 720 y 450 millones de euros, respectivamente.

Dentro del MRR, España recibirá un total de aproximadamente 140.000 millones de euros, de los que 60.000 millones corresponden a transferencias no reembolsables. Además, podrá acceder a un volumen máximo de 80.000 millones de euros en préstamos.

En Estados Unidos, en el año 2022 se ha publicado el *Inflation Reduction Act* (IRA).

Con 260.000 M$, el IRA es la mayor inyección de capital en energías renovables desde la publicación del Pacto Verde Europeo. De estos 260.000 M$, aproximadamente 23.900 M$ están destinados a moléculas renovables.

Los puntos más importantes son los siguientes:

1. Hidrógeno:

a) En hidrógeno renovable se establece un crédito fiscal a la producción de 3 $/kg si se cumplen las emisiones del ciclo de

vida y los requisitos de salario y aprendizaje. Hasta un máximo de 13.000 M$ ayudaría a financiar más de 4,3 Mt (27 Gw) frente a los objetivos de la UE de 5,5-10 Mt (41-63 MW).

b) En hidrógeno de baja intensidad de carbono se establece un crédito de secuestro de carbono de un máximo de 85 $/tCO2. Esto se traduciría en una reducción de los costes de producción de 0,73 $/kg si se cumplen las emisiones del ciclo de vida y los requisitos de salario y aprendizaje. Hasta un máximo de 3.200 M$, se incluyen todos los tipos de instalaciones de captura de captura, almacenamiento y uso del carbono.

2. Biocombustibles. El IRA reconoce el SAF como una prioridad, estableciendo un crédito fiscal a la producción de hasta 0,56 $/kg. Hasta un máximo de 6.000 M$ ayudaría a financiar la producción de más de 10,7 Mt de SAF. En comparación, la UE no proporciona ayudas directas sino mandatos de producción mínima.

3. Captura de carbono:

a) En cuanto al secuestro de carbono desde una fuente puntual se establece un crédito que va desde los 60 $/tCO2, si se utiliza en la recuperación mejorada de petróleo, hasta 85 $/tCO2, si se almacena de forma subterránea cumpliendo las emisiones del ciclo de vida y los requisitos de salario y aprendizaje. En comparación, la UE no proporciona ayudas.

b) En la captura directa de carbono desde el aire se establece un crédito que va desde los 130 $/tCO2, si se utiliza en la recuperación mejorada de petróleo, hasta 180 $/tCO2, si se almacena de forma subterránea cumpliendo las emisiones del ciclo de vida y los requisitos de salario y aprendizaje. En comparación, la UE no proporciona ayudas.

12. Seguridad de suministro

España es un país que importa la mayor parte de la energía que consume, sobre todo petróleo y gas. Sin embargo, juega con ventaja respecto a sus vecinos europeos, ya que no solo dispone de un suministro energético diversificado, tanto por fuentes primarias como por orígenes, sino que también cuenta con un sistema de refino sólido capaz de importar materias primas muy

diversas, convertirlas en productos de valor y crear empleo e ingresos fiscales para el país.

A lo largo de 2021, España importó productos energéticos por valor de 46.575 millones de euros, lo que supone un 13,6% del total de importaciones en el país. Dentro de estas importaciones, las importaciones de gas prácticamente se duplicaron con respecto a 2020 (+91,3%), suponiendo un 2,8% del total de importaciones. Las de petróleo y derivados aumentaron un 61,9%, suponiendo un 9,8% del total de importaciones. Estos datos reflejan que es prioritario comenzar a allanar el camino para la producción de energías alternativas para cubrir las necesidades del mercado interno y seguir combatiendo el cambio climático[24].

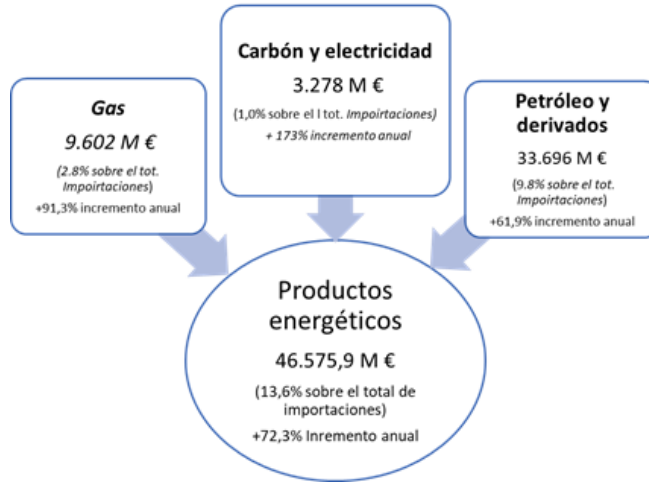


Figura 12. Importaciones de energía en España. Fuente: elaboración propia a partir de datos del Mincotur (en millones de euros)

Los combustibles renovables son una oportunidad de reducir la dependencia energética de Europa, aprovechando recursos propios, en su mayoría residuos y CO_2.

Sin embargo, alrededor de los biocombustibles siempre ha existido la incertidumbre acerca de la disponibilidad de residuos suficientes para la demanda necesaria en los escenarios de neutralidad climática.

En el año 2021 se publicó el informe *Sustainable biomass availability in the EU, to 2050*, elaborado por el Imperial College de Londres, en el que se hace una estimación de la cantidad de

[24] *Fuente*: Ministerio de Industria, Comercio y Turismo.

biomasa sostenible disponible en la UE y Reino Unido en 2030 y 2050 para evaluar el potencial de producción de biocombustibles. Este estudio se centra en biomasa proveniente de la agricultura, forestal y de residuos incluidos en el Anexo IX de la RED II.

Los puntos más importantes que arroja este estudio son los siguientes[25].

- La cantidad total de biomasa disponible para la producción de biocombustibles, incluyendo importaciones y restando otros usos, como por ejemplo la industria o generación eléctrica, es de 126-262 Mtep en 2030 y de 101-252 Mtep en 2050. Esto se corresponde con una producción estimada de biocombustibles avanzados de 46-97 Mtep en 2030 y de 71-176 Mtep en 2050.
- En el horizonte 2050 se asume que habrá cantidad suficiente de hidrógeno renovable para ser utilizado en la producción de combustibles sintéticos mediante reacción con monóxido de carbono o dióxido de carbono.
- En 2030 y 2050 el éxito en la producción de combustibles sintéticos vía gasificación y Fischer-Tropsch es crítico, ya que esta es la ruta que puede ofrecer mayor conversión a biocombustibles. Cuando se combina con hidrógeno renovable, el proceso Fischer-Tropsch se convierte en la ruta más productiva para convertir biomasa lignocelulósica en biocombustibles avanzados.
- El hidrotratamiento de lípidos seguirá siendo la ruta más desarrollada para la producción de biocombustibles, sin embargo, su contribución a largo plazo se verá obstaculizada por la disponibilidad de materias primas lipídicas que reúnan los requerimientos de sostenibilidad del Anexo IX de la RED.
- El etanol producido a partir de materias primas lignocelulósicas jugará un papel fundamental en el futuro a medio y corto plazo, pero su importancia decrecerá exceptuando su conversión a otros hidrocarburos.
- A corto y medio plazo, el coprocesamiento de aceites de pirólisis puede jugar un papel significativo si se solventan los obstáculos técnicos. A largo plazo y con el suministro suficiente de hidrógeno renovable, las plantas de pirólisis y licuefacción hidrotermal pueden ayudar a completar el mercado.

[25] Imperial College. Sustainable biomass availability in the EU, to 2050. London.

Con este informe, podemos concluir que existe materia prima suficiente en Europa para cumplir con la demanda de combustibles renovables. Adicionalmente, la diversidad de materias primas utilizadas, desde residuos sólidos urbanos, a residuos de la agricultura y la ganadería y CO_2, lleva a un escenario muy equilibrado que, sin ser dependiente de ningún sector, es sinérgico con muchos de ellos (industria, sector primario), aportando un efecto multiplicador en la economía.

13. Los combustibles renovables en el mundo

En la actualidad, la producción de combustibles renovables se centra en biocombustibles. En el año 2021, la AIE, en su informe anual relativo a las energías renovables correspondiente al año 2021, explica, entre otros temas, cómo será el panorama de los biocombustibles en el mundo hasta el año 2026. A continuación, se resumen los puntos más importantes[26]:

1. La demanda global de biocombustibles se espera que para 2026 crezca en 41.000 millones de litros (incremento del 4% anual), lo que supone un crecimiento del 28% para el periodo 2021-2026. Las políticas gubernamentales serán el factor principal para este crecimiento. Al finalizar este periodo, el 87% de los biocombustibles disponibles serán etanol y FAME. El 13% restante corresponderá a biojet y HVO.

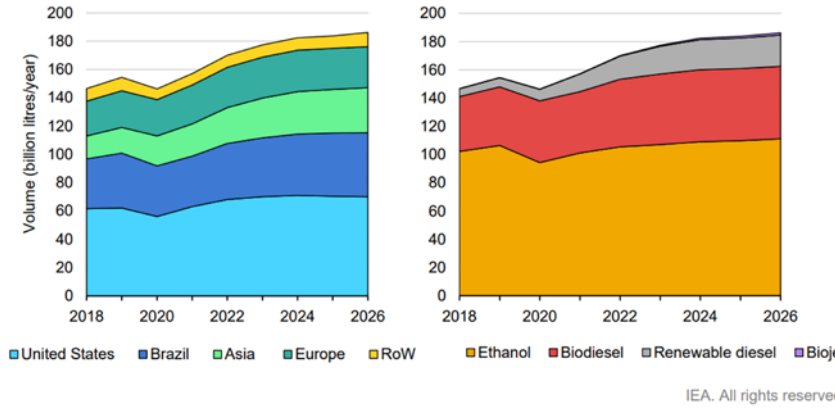


Figura 13. Demanda de biocombustibles por región (izquierda) y tipo (derecha) (2018-2026). Fuente: Renewables 2021, Analysys and Forecast to 2026 – International Energy Agency (AIE)

[26] Renewables 2021, Analysys and Forecast to 2026. International Enery Agency (AIE).

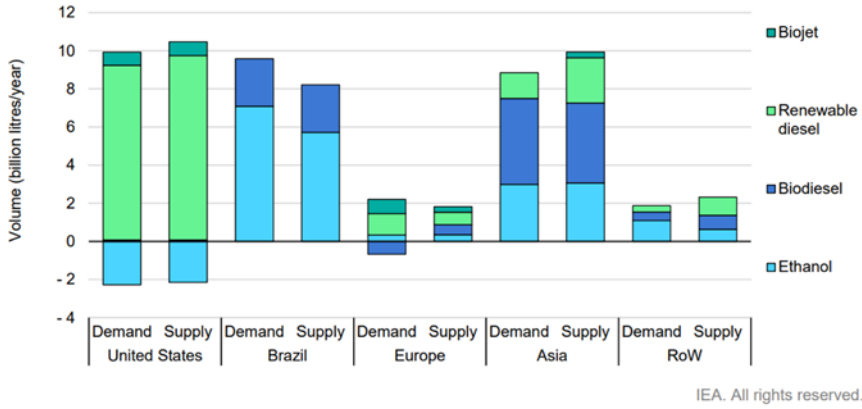


Figura 14. Crecimiento de la oferta y demanda de biocombustibles por región y tipo (2022-2026). Fuente: Renewables 2021, Analysis and Forecast to 2026 – International Energy Agency (AIE)

2. Se espera que Asia supere a Europa en producción y en demanda de biocombustibles antes de 2026. Los objetivos de *blending* de Indonesia y Malasia y las políticas del etanol de India (20% *blending* en 2025) son los responsables principales de este crecimiento. La región de Asia comprenderá un 27% de la nueva demanda y un 29% de la nueva producción mundial.

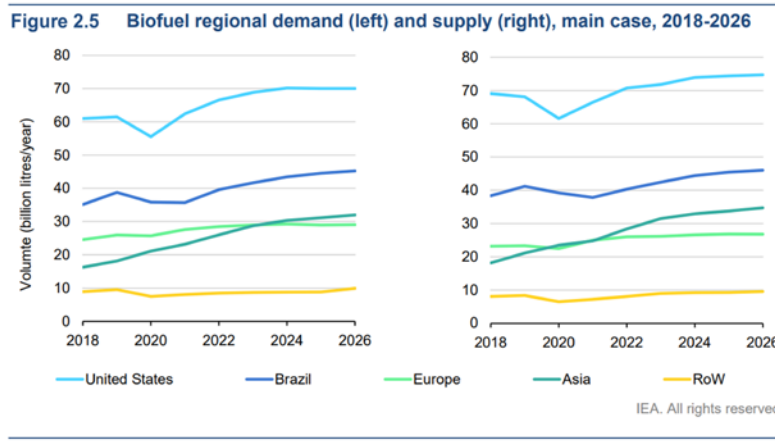


Figura 15. Demanda (izquerda) y oferta (derecha) de biocombustibles por región (2018-2026). Fuente: Renewables 2021, Analysis and Forecast to 2026 – International Energy Agency (AIE)

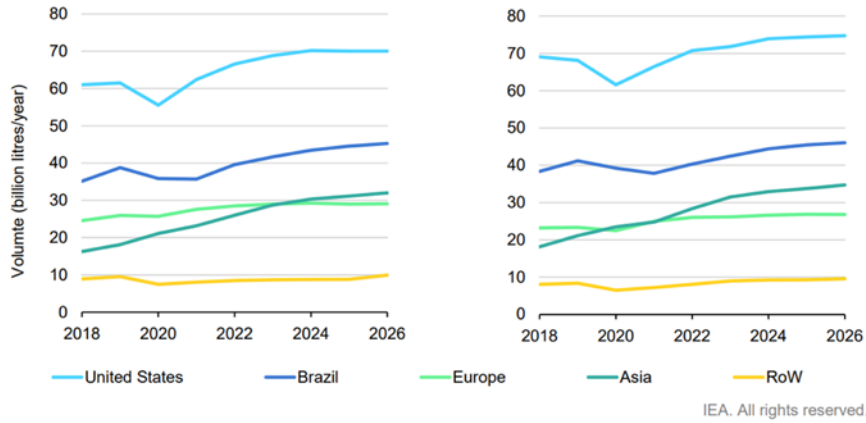


Figura 16. Crecimiento de la demanda de biocombustibles por tipo (izquierda) y contribución al crecimiento de la demanda por región (derecha) (2021-2026). Fuente: Renewables 2021, Analysis and Forecast to 2026 – International Energy Agency (AIE)

3. EE. UU. y Brasil continuarán siendo los principales productores y consumidores en el periodo hasta 2026.
4. La demanda de biocombustibles en Europa se mantiene débil, con un incremento únicamente de un 13%. Esto se debe a que la demanda global de combustibles bajará. Se prevé que la demanda de diésel en Alemania, Francia y España caiga un 4% y de gasolina un 11% para 2026.
5. El etanol y el HVO serán los principales impulsores del crecimiento de los biocombustibles. La demanda de HVO prácticamente se triplica hasta 2026 debido a las políticas de EE. UU. y Europa suponiendo un 90% del incremento de la demanda mundial. El crecimiento del etanol se mantiene fuerte por las políticas de India (20% *blending*), Indonesia (40% *blending*) y Brasil.
6. La demanda de biojet se expande considerablemente, creciendo casi 6.000 millones de litros hasta 2026. En EE. UU., se espera que en 2030 sea un 15%. En Europa se espera que sea de un 2% en 2030.
7. Los biocombustibles deben expandirse de manera mucho más rápida (40% más) para cumplir con los objetivos Net Zero de la AIE para 2026.

8. EE. UU., Países Bajos y Singapur se mantendrán como los máximos exportadores hasta 2026. Reino Unido, Canadá y Suecia se mantendrán como los máximos importadores en este periodo.
9. En 2026 se espera que el 21% de la demanda de HVO y el 31% de la demanda de biojet se cumplan mediante el comercio.

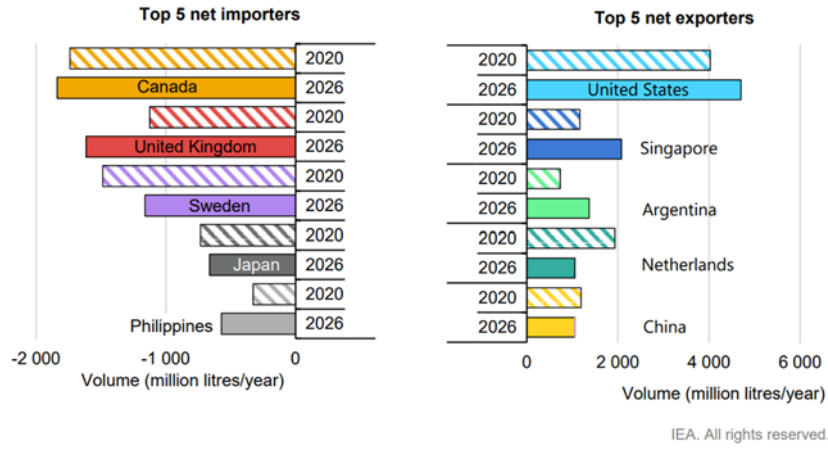


Figura 17. Primeros cinco exportadores e importadores de biocombustibles a nivel global en 2026, en comparación con 2020. Fuente: Renewables 2021, Analysis and Forecast to 2026 – International Energy Agency (AIE)

14. Conclusiones

El efecto de la actividad humana sobre el calentamiento global del planeta es una evidencia ya demostrada. La lucha contra el cambio climático se ha convertido desde hace unas décadas en uno de los pilares de la política internacional, de esfuerzos científicos y de empresas, y también de movimientos sociales.

Es bien conocido que la acumulación en la atmósfera de los llamados gases de efecto invernadero (GEI) y, en particular, del CO_2 procedente de la producción y utilización de combustibles fósiles está contribuyendo significativamente a este aumento de la temperatura media del planeta. Aunque en menor medida, también contribuyen a este incremento de GEI en la atmósfera las actividades agrícolas y ganaderas, la deforestación y determinadas emisiones de origen natural.

De igual modo, queda claro que uno de los mayores retos que la humanidad tiene por delante es reducir drásticamente estas emisiones a fin de evitar que el aumento de la temperatura media global supere el nivel que la comunidad científica ha establecido como límite (+1,5 ºC respecto a la era preindustrial). Sin ningún tipo de políticas de mitigación del cambio climático, las emisiones de GEI se dispararían a finales de siglo y las consecuencias serían irreversibles. Para evitarlo, han de iniciar una serie de acciones a fin de transitar progresivamente a un modelo económico descarbonizado. Dichas acciones, para que sean efectivas, han de aprovechar todas las tecnologías, complementándose entres sí: la electrificación renovable, la captura de CO_2 y, por supuesto, los combustibles renovables líquidos y gaseosos, entre otras.

La humanidad está ante este reto de alcanzar los objetivos de la neutralidad climática de la manera más rápida y eficiente, aprovechando y mejorando las capacidades tecnológicas disponibles. Es precisamente en este sentido que los combustibles renovables juegan un rol primordial. Los combustibles renovables, que incluyen biocombustibles y combustibles sintéticos, serán un complemento necesario para la electrificación de sectores como el transporte, ampliando el abanico de tecnologías de movilidad de bajas emisiones, ofreciendo a los consumidores las mejores opciones que se adapten a sus necesidades. Como se ha comentado, el reto al que nos enfrentamos es tan enorme que es primordial contar con todas las alternativas tecnológicas presentes y futuras.

El desarrollo de los combustibles renovables es una oportunidad para el desarrollo tecnológico e industrial de Europa y en particular de España, por nuestro gran potencial en energías renovables, capacidades ya existentes y *know how*. Una oportunidad que, además de contribuir a descarbonizar la economía, mejorará la seguridad energética, fomentará la economía circular y el desarrollo de las zonas rurales. Con un adecuado apoyo al desarrollo de esta nueva industria, podemos conseguir liderar esta transformación tan necesaria para la sociedad.

Capítulo tercero

La energía nuclear en la transición energética

Cayetano López

Resumen

En este capítulo se describe el esquema energético global y de una serie de países significativos, en la actualidad, tanto en lo que se refiere a la energía primaria, la energía final y la generación de electricidad. Se describen, igualmente, los efectos que este esquema está teniendo sobre el clima, debido, básicamente, a una masiva emisión de gases de efecto invernadero y siendo los principales gases de este tipo el dióxido de carbono y el metano. De la gravedad de estos efectos se deriva la necesidad de transitar hacia otro esquema energético que no esté basado en fuentes de energía que emitan estos gases. Las únicas fuentes de energía conocidas libres de emisiones son las renovables y la nuclear, por lo que deben jugar un papel primordial en la transición energética. También se enfatiza la importancia de las tecnologías de almacenamiento de energía, centrales en un esquema dominado por fuentes intermitentes. Se comentan los elementos de dicha transición, los objetivos fijados en las diferentes cumbres sobre el clima, particularmente la de París, así como las posibles causas de que no se aborde con suficiente determinación.

En lo relativo a la energía nuclear se hace un repaso de la situación actual y la evolución reciente, analizando los principales consumidores de este tipo de energía, así como los principales fabricantes y exportadores de reactores nucleares. Se analizan los pros y los contras de la energía nuclear, con especial referencia al accidente de Fukushima y sus consecuencias. Se describe las diferentes tecnologías nucleares, incluyendo las diferencias entre los reactores de II, III y IV generación y la necesidad de enriquecimiento del uranio. También se incluye una descripción de la energía de fusión nuclear, el estado actual de la tecnología y sus perspectivas. Por último, se mencionan escenarios posibles de presencia de la energía nuclear en la transición energética, con especial referencia a la prolongación de la vida de los reactores actualmente en operación, los nuevos reactores en construcción de la generación III y el tratamiento de los residuos radiactivos, a corto, medio y largo plazo.

Palabras clave

Gases de efecto invernadero, cambio climático, esquema energético, energías renovables, almacenamiento energético, transición energética, energía nuclear de fisión, energía nuclear de fusión, estatus de la energía nuclear en el mundo, prolongación de la vida de los reactores, residuos radiactivos.

Nuclear energy in the energy transition

Abstract

The chapter describes the current global energy layout, and that of a number of significant countries, both in terms of primary energy, final energy, and electricity generation. The effects of this this layout on the climate are also described, basically due to a massive emission of greenhouse gases, the main gases of this type being carbon dioxide and methane. The severity of these effects derives the need to move towards another energy scheme that is not based on energy sources that emit these gases. The only known emission-free energy sources are renewables and nuclear, so they must play a key role in the energy transition. The importance of energy storage technologies, central in a layout dominated by intermittent sources, is also emphasized. The elements of this transition are discussed, as well as the objectives set at the different climate summits, particularly the one in Paris, as well as the possible causes for not addressing it with sufficient determination.

*Regarding nuclear energy, a review of the current situation and recent developments is made, analyzing the main consumers of this type of energy, as well as the main manufacturers and exporters of nuclear reactors. The pros and cons of nuclear energy are analyzed, with special reference to the Fukushima accident and its consequences. The different nuclear technologies are described, including the differences between generation II, III and IV reactors and the need for uranium enrichment. Also included are a description of nuclear fusion power, the current state of the technology, and its prospects. Finally, possible scenarios for the presence of nuclear energy in the energy transition are mentioned, with special reference to the prolongation of the life of the reactors currently in operation, the new generation III reactors under construction, and the treatment of waste radioactive, in the short, medium a*nd long term.

Keywords

Greenhouse gases, climate change, energy scheme, renewable energy, energy storage, energy transition, nuclear fission energy, nuclear fusion energy, status of nuclear energy in the world, expanding the life of reactors, radioactive waste.

EMISIONES GLOBALES DE CO_2



LAS **EMISIONES GLOBALES DE DIÓXIDO DE CARBONO** A LA ATMÓSFERA ESTÁN ENCABEZADAS, DE LEJOS, POR **CHINA**, QUE A SU ENORME POBLACIÓN Y ACTIVIDAD INDUSTRIAL SUMA EL **USO MASIVO DEL CARBÓN EN LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD**.

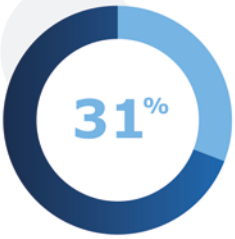


EL SIGUIENTE PAÍS, EN LO QUE A EMISIONES SE REFIERE, ES **ESTADOS UNIDOS**, DONDE **EL CARBÓN ES TAMBIÉN LA FUENTE DOMINANTE EN LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD**.

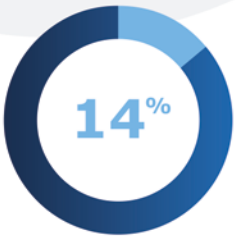


EUROPA, POR SU PARTE, **HA IDO DISMINUYENDO EL VOLUMEN DE EMISIONES**, OCUPANDO EL TERCER LUGAR.

DATOS ASOCIADOS:



CHINA



ESTADOS UNIDOS

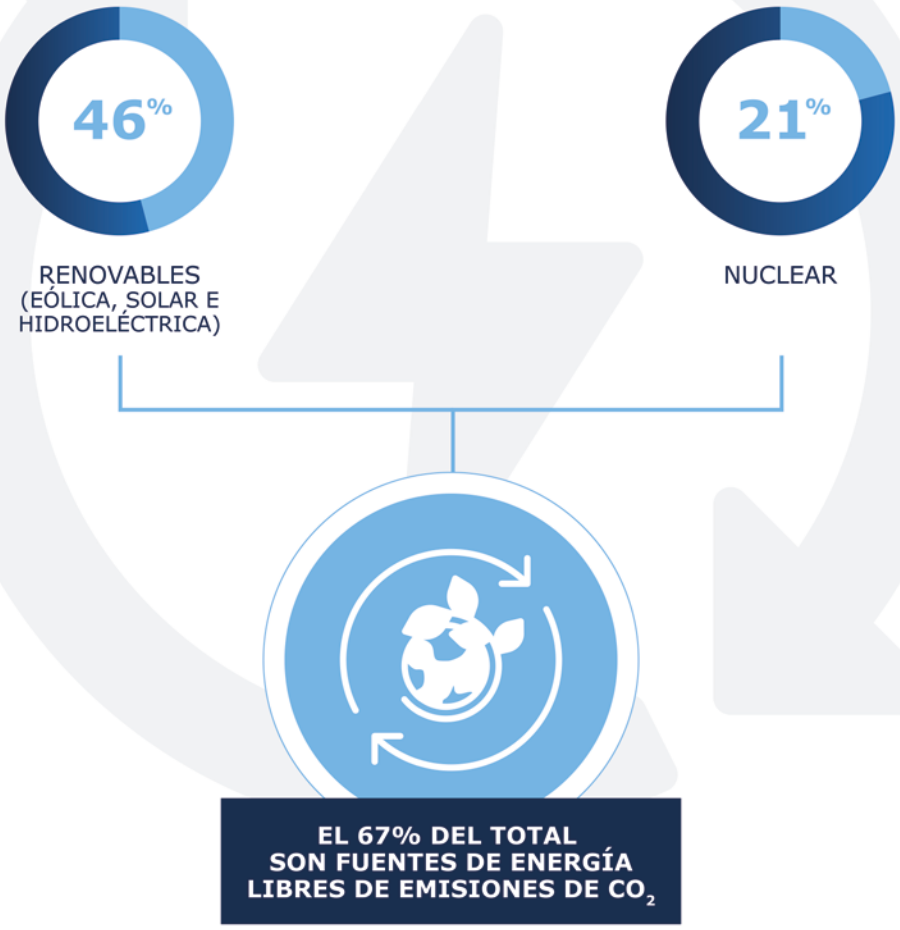


EUROPA

LA SUMA DE LAS EMISIONES DE ESTOS TRES PAÍSES (CONSIDERANDO EUROPA COMO UN PAÍS) **SUPONE MÁS DE LA MITAD DEL GLOBAL** DE LAS EMISIONES.

GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN ESPAÑA

ESPAÑA POSEE UN ESQUEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA BASTANTE EQUILIBRADO, CON UNA FRACCIÓN NOTABLE DE LA ELECTRICIDAD GENERADA A PARTIR DE FUENTES RENOVABLES Y UNA PARTICIPACIÓN SIGNIFICATIVA DE LA ENERGÍA NUCLEAR, **SIN DEPENDER DE FORMA PROMINENTE DE UNA FUENTE ESPECÍFICA O DE UN PAÍS DETERMINADO**, COMO OCURRE EN ALGUNOS OTROS PAÍSES DE EUROPA Y HA PUESTO DE MANIFIESTO LA GUERRA DE UCRANIA.



EL CONJUNTO DE FUENTES DE ENERGÍA PARA GENERAR ELECTRICIDAD QUE NO EMITEN CO_2 (RENOVABLES + NUCLEAR) REPRESENTA NADA MENOS QUE EL **67% DEL TOTAL**. POR SU PARTE, EL GAS NATURAL CONTRIBUYE CON UN 25%.

1. El contexto energético global

El consumo de energía es un componente esencial de la actividad humana, sea esta productiva o social. Es imprescindible en toda forma de extracción o transformación de materiales fósiles o inorgánicos, en la producción de alimentos, sean estos de origen animal o vegetal, en cualquier forma de transporte o movilidad, en el acondicionamiento de los hogares, etc. La energía, además, no admite reciclaje ni recuperación. Un átomo de hierro, de silicio o de aluminio que se use en algún tipo de dispositivo, sea este un electrodoméstico, un dispositivo electrónico, una infraestructura civil o una herramienta, puede siempre recuperarse (mediando un cierto aporte de energía) para que forme parte de otro dispositivo. Pero la energía útil, es decir, la energía de baja entropía, se disipa, una vez utilizada, irremediablemente como energía de alta entropía en forma de calor de baja temperatura al ambiente.

La energía no puede recuperarse y debe ser aportada de forma continua en cualquier proceso de transformación. A este respecto, cuando se habla de economía circular, en la que los materiales pueden ser utilizados una y otra vez, y los residuos pueden ser fuente de dichos materiales, se suele obviar que los procesos *circulares* (y también los lineales) requieren una inyección continua de energía útil y que esta no puede reutilizarse. No es posible que la *circularidad* afecte a la energía necesaria en los procesos de transformación.

El aumento de la prosperidad, o de la capacidad productiva de un país, está necesariamente ligada al aumento del consumo de energía. Este hecho resulta evidente en la comparación entre, por ejemplo, el Índice de Desarrollo Humano calculado por la ONU para todos los países del planeta y su consumo de energía per cápita. En los países más ricos, donde más energía se consume, y se ha consumido en el pasado, es posible reducir el consumo sin una pérdida significativa de bienestar, optimizando su uso y eliminando pérdidas y derroches. Pero en los países pobres, que lo son también en energía, el aumento de su bienestar requiere que dispongan de más energía. Es usual oír a personas del mundo opulento abogar por una disminución generalizada del consumo de energía, olvidando que en muchos países pobres los consumos son muy bajos, lo que redunda en un índice de bienestar igualmente muy bajo. Y, como estos últimos representan la mayoría de la población mundial, resulta difícil imaginar un futuro más justo para los sectores más desfavorecidos, en el

que se produzca una disminución del consumo global de energía (aunque es perfectamente posible, imaginable y deseable que los países más ricos disminuyan su parte del consumo de energía). Es un hecho que la cantidad de energía primaria consumida en el mundo aumenta cada año y no parece que esa tendencia vaya a cambiar próximamente.

Otra cosa es la composición de las fuentes primarias de energía, cuya estructura sí que debe cambiar drásticamente por las razones que se indicarán en lo que sigue. El objetivo último del cambio es la sostenibilidad del sistema energético. Sostenibilidad económica, física, social y medioambiental. En efecto, en la actualidad, la principal fuente de energía primaria en el mundo son los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) y en mucha menor medida, las renovables (hidroeléctrica, solar fotovoltaica o térmica de concentración, biomasa o geotérmica) y la energía nuclear de fisión.

En el año 2021, según el *BP Energy Statistics Review 2022*, la energía primaria comercial (esto es, excluyendo la energía en forma de leña y otros combustibles naturales utilizados en países poco desarrollados) consumida en el mundo experimentó un aumento del 1,3% respecto del año anterior, suponiendo los combustibles fósiles un 82% del total, mientras que la energía nuclear representa aproximadamente el 4,5%, y las renovables, incluyendo la hidroeléctrica, el 13,5%. En Europa, los combustibles fósiles representan del orden del 70% del total de la energía primaria, la nuclear un 10% y las renovables un 20%. Finalmente, en España, las proporciones son 69%, 9% y 22%, respectivamente.

Más del 40% de la energía primaria se consume en los países desarrollados en la generación de electricidad. La transformación a partir de la energía térmica tiene una eficiencia media del orden del 30% al 40%, lo que da una fracción de algo más del 20% para la electricidad en el conjunto de la energía final (22,8% de la energía final en el caso de España en 2021, de acuerdo con el documento *Balance Energético 2021 y Perspectivas 2022*, del Club de la Energía). El resto se consume en el sector del transporte (con un rendimiento también muy bajo: solo se utiliza del 20% al 25% de la energía contenida en el combustible para mover vehículos, el resto se disipa en forma de vibraciones o calor al ambiente) y en calor, normalmente de alta temperatura, en la industria, y de media temperatura en los hogares. En los países en vías de desarrollo la presencia de electricidad como vector energético es

menor, pero su desarrollo pasa necesariamente por aumentar el grado de electrificación de sus actividades, ya sean industriales o de consumo en los hogares.

El objetivo que se marcó la Unión Europea para 2020 fue que el 20% de la energía final consumida (incluyendo electricidad, transporte y calor industrial o doméstico) procediera de fuentes renovables (este era uno de los famosos objetivos 20-20-20). Ese objetivo se cumplió e incluso se superó ligeramente. España llegó al 21% de renovables, por delante de países que son, con frecuencia, considerados líderes en la transición energética, como Alemania, que se quedó en el 19,3%; Francia, en el 19,1%; y Holanda, en el 14%. La siguiente meta, fijada por la UE para 2030 se sitúa en el 32% de energía de origen renovable en el conjunto de la energía bruta final consumida.

La preponderancia de los combustibles fósiles en nuestras fuentes primarias de energía, actualmente y también a lo largo del último siglo y medio, tiene efectos colaterales adversos, algunos de ellos de enorme dimensión, que hacen que este esquema energético no sea sostenible. Las reservas de combustibles fósiles tienen un carácter limitado (aunque enormes en el caso del carbón), dado que se formaron hace millones de años a partir de materia orgánica sometida a condiciones extremas de presión y temperatura en la corteza terrestre, de donde se extraen, sin que sea posible ningún tipo de recuperación una vez que se consumen. Por otra parte, su muy irregular localización propicia oscilaciones en los precios y en la seguridad de los suministros, debidas a factores geoestratégicos o de mercado, y conflictos entre países. El caso del gas y el petróleo rusos son un ejemplo ilustrativo de lo que puede ocurrir con este tipo de energía o las decisiones tomadas por la OPEP (en el pasado y las que pueda tomar en el futuro). Pero, sobre todo, es importante el efecto de su combustión sobre el equilibrio térmico del planeta. Y es su uso masivo como combustibles lo que está en la base del llamado cambio climático.

2. El cambio climático

Los combustibles fósiles son compuestos de hidrógeno y carbono, por lo que su utilización masiva como fuente de energía genera enormes cantidades de dióxido de carbono (CO_2) que es un gas de efecto invernadero. La Tierra recibe energía del sol en forma de radiación, esencialmente, aunque no únicamente, luminosa. Para mantener el equilibrio térmico, debe emitir al espacio una

cantidad equivalente de energía, pero en forma de radiación infrarroja, como corresponde a la temperatura de la superficie terrestre, muy inferior a la del Sol. Se trata, pues, de energía radiante *degradada*, igual en cantidad pero muy diferente en calidad, inservible a efectos humanos. La atmósfera terrestre contiene gases transparentes a la luz pero opacos a la radiación infrarroja, lo que dificulta la emisión de esta última y tiene como efecto aumentar la temperatura de equilibrio del planeta. Es el llamado efecto invernadero, el mismo que se produce en los invernaderos agrícolas de paredes transparentes. El efecto invernadero *natural*, es decir el producido por la presencia de este tipo de gases en la atmósfera, muy minoritaria en proporción, sin intervención humana, eleva la temperatura media de la superficie por encima del punto de congelación del agua, mientras que estaría por debajo de dicho punto si no existiera la atmósfera y el efecto invernadero asociado a los gases que la conforman. Esta temperatura elevada posibilita la existencia de abundantes cantidades de agua líquida (y, según la opinión científica dominante, la existencia de vida).

Si se altera la composición de la atmósfera de forma significativa, aumentando, por ejemplo, la fracción de CO_2 presente en la misma, se añade un ingrediente suplementario al efecto invernadero natural, esta vez de origen humano (antropogénico) que tiende a aumentar la temperatura de equilibrio. Es lo que llamamos el calentamiento global, un fenómeno del que desconocemos el detalle de sus efectos, pero del que sabemos que sus consecuencias serán, en realidad ya están siendo, muy graves. Tan graves, que podrían quebrar nuestro modo de vida y nuestra civilización (no así la existencia del planeta, de la vida o de la vida humana, como a veces se dice). La gravedad de sus efectos está ligada a la velocidad del cambio, ya que estamos modificando la composición de la atmósfera instantáneamente en términos geológicos, y a la tremenda complejidad de la actividad económica global, con abundantes intercambios y transporte de mercancías y personas, cuya pervivencia depende de la estabilidad de los factores climáticos.

Otros problemas de contaminación, como la polución en las ciudades producida por partículas emitidas por los motores de explosión que utilizan diésel o en la combustión del carbón, con presencia de metales pesados potencialmente tóxicos, o los residuos plásticos u otros no reciclables, son importantes para la salud, la biodiversidad y la conservación de nuestros campos y

ciudades, pero no están relacionados con el cambio climático. El único factor del que este depende es la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera.

Además del CO_2, hay otros gases de efecto invernadero, siempre en cantidades pequeñas, aunque su efecto puede ser muy potente. El más importante de ellos es el metano, cuyo poder de *invernadero* por molécula presente en la atmósfera es del orden de 25 veces superior al del dióxido de carbono en un horizonte de unos cien años, pero su presencia es considerablemente menor que la de este último gas y su vida media en la atmósfera es mucho menor debido a su reactividad. Del orden de una década, mientras que el CO_2 es una molécula inerte que tarda siglos en desaparecer. No obstante, la contribución del metano es significativa, de forma que los expertos consideran que contribuye a más de un tercio del aumento de temperatura desde la era preindustrial. El origen de sus emisiones está en la ganadería y la agricultura intensivas, en la descomposición de residuos orgánicos y en la extracción y transporte del gas natural (que es esencialmente metano), lo que añade un nuevo factor negativo al uso del gas natural como fuente de energía primaria.

3. Energías renovables y nucleares

Las energías renovables, hidroeléctrica, eólica y solar tienen pocos efectos secundarios. Básicamente sobre el paisaje y, en menor medida, sobre ciertas especies de aves que podrían ser dañadas por los artefactos generadores de energía, aspectos negativos con frecuencia sobrevalorados en comparación con sus numerosos aspectos positivos. Se trata de una energía muy dispersa que requiere la utilización de grandes superficies para poder convertirla en energía útil. Y tienen un gran inconveniente: la intermitencia, que genera desajustes entre la generación de energía, que depende de fenómenos climáticos poco predecibles y nada controlables, y el consumo, que depende de los patrones de vida de las personas. No son concebibles, por tanto, como una alternativa completa, a menos que exista alguna fuente de energía de respaldo, que cubra las irregularidades de su producción, o bien un sistema de almacenamiento eficaz y masivo que permita acudir a él cuando la demanda supera la generación y reponer sus reservas cuando sea la generación de energía la que supere la demanda.

Le energía nuclear, por su parte, es previsible y su coste depende de forma muy marginal del precio del combustible, lo que la pone a salvo de oscilaciones en su precio debidas a factores geoestratégicos o políticos. De todo el gasto necesario para el funcionamiento de un reactor nuclear a lo largo de toda su vida útil, el combustible apenas representa un 12%-15%, y de esta cifra solo la mitad corresponde al precio del uranio, la otra mitad está asociada a los procesos de enriquecimiento y fabricación de las barras de combustible. Pero tiene inconvenientes importantes, ya conocidos. En primer lugar, la cuantiosa inversión inicial en la construcción y puesta en marcha de un reactor, lo que disuade, en muchos casos, de la iniciación de tal inversión, a menos que se produzca la participación o el respaldo del Estado. Genera residuos radiactivos, algunos muy tóxicos o de larga duración, que requieren un almacenamiento adecuado y vigilado durante largos periodos de tiempo. La solución definitiva al problema de los residuos (su conversión en isótopos estables, no radiactivos) puede plantearse en el laboratorio, pero estamos muy lejos de que pueda aplicarse de forma industrial.

Quizá el inconveniente más serio de la energía nuclear sea la posibilidad de accidentes graves. No por los efectos inmediatos sobre las personas o el medio ambiente, que es lo que trasciende de forma más inmediata al público y a los medios de comunicación. La nuclear es probablemente la más segura de las industrias y sus accidentes provocan menos destrucción y muertes que muchos fenómenos naturales o accidentes en otros sectores. Pero hay un aspecto importante que debe ser subrayado y que se deriva de la experiencia, sobre todo, de Chernobyl y Fukushima. Se trata del ingente coste económico y social de accidentes que, por comparación con otros, podrían ser considerados poco graves. En el caso de Fukushima, por ejemplo, el terremoto y el tsunami que desencadenaron la catástrofe en 2011, causaron más de 25.000 muertos y desaparecidos, y una enorme destrucción de edificios e instalaciones, pero sus efectos no fueron duraderos y los daños, excepto las pérdidas humanas, pudieron ser reparados con cierta rapidez. Sin embargo, la quiebra de los sistemas de refrigeración en los reactores afectados, inducida por el terremoto y el tsunami, y el escape de material radiactivo al entorno, produjeron efectos que siguen estando presentes hoy. Es necesario seguir enfriando los reactores dañados, se siguen produciendo grandes cantidades de residuos y hay áreas muy extensas, en las que estaban ubicadas ciudades enteras, que han debido ser evacuadas y su recuperación es cara, larga y difí-

cil. En los primeros días después del accidente, tuvieron que ser evacuadas del orden de 78.000 personas, se declaró una zona restringida de 20 km de radio alrededor del complejo nuclear y la zona evacuada por peligro de contaminación es de gran extensión: 50 km de largo por 15 km de ancho. En 2012 se llegó al máximo de evacuados, 165.000, mientras que en la actualidad todavía quedan unos 32.000 residentes de zonas próximas a la central que continúan evacuados.

A veces se argumenta, por los representantes de organizaciones ecologistas, que la energía nuclear genera también dióxido de carbono, lo que es una afirmación engañosa. La construcción y el transporte de los componentes de un complejo energético implican consumir energía y, si esta es de origen fósil, una cierta cantidad de emisiones. Esto afecta a todas las fuentes de energía: nuclear, hidroeléctrica, otras renovables o combustibles fósiles. Pero la parte importante de las emisiones se da en el proceso mismo de generación de energía. Lo que ocurre únicamente cuando esta se produce a través de la quema de combustibles fósiles. Las emisiones asociadas a la construcción del reactor o la fabricación de combustible son una fracción muy menor y afectan por igual a todas las instalaciones de generación de energía, incluidas las de origen renovable.

4. Un esquema sostenible

¿Cómo sería un esquema energético sostenible y con los menores daños al entorno? Sin duda uno basado de forma mayoritaria y, quizá a muy largo plazo, únicamente, en energías renovables. Es decir, algo muy alejado del esquema actual. De las fuentes de energía usadas en la actualidad, las menos sostenibles y las más dañinas son los combustibles fósiles, y el cambio climático que su uso puede precipitar es el mayor peligro global para la humanidad. Y, si no cambian de forma significativa las tendencias actuales, este se manifestará en las próximas décadas y tendrá efectos considerables sobre la salud, la agricultura, la economía, los transportes, los fenómenos atmosféricos o la dinámica de los mares.

Como advirtió James Lovelock, el científico que concibió la teoría *Gaia* sobre el conjunto de los fenómenos terrestres y que inspiró la creación de los primeros movimientos ecologistas, los efectos del cambio climático siempre serán más desastrosos, por ser más globales, que los de cualquier accidente en una central nuclear,

que siempre serán más locales y no afectarán a la dinámica del planeta en su conjunto. En un artículo publicado en junio de 2004, con el significativo título de *La Energía Nuclear es la Única Solución Ecológica*, desarrolla este tipo de ideas y escribe literalmente «[…] yo soy ecologista y ruego a mis amigos del movimiento que abandonen su equivocada objeción a la energía nuclear […]».

Lo que no sabía Lovelock en esa fecha es que, además del coste desorbitado de la recuperación de accidentes menores en instalaciones nucleares, en comparación con accidentes mucho más graves en otro tipo de instalaciones o estructuras, gracias al trabajo de ingenieros y científicos, el coste de la energía producida a partir de fuentes renovables, en particular del sol y del viento, ha disminuido vertiginosamente en un periodo del orden de una década, siendo hoy competitivas con las fuentes convencionales (no renovables). El coste de la electricidad fotovoltaica ha disminuido en un 90% entre 2009 y 2021, y el de la eólica un 72% en el mismo periodo de tiempo (por comparación, el coste de la electricidad nuclear ha aumentado un 36%, singularmente debido a las mayores medidas de seguridad exigidas por los reguladores). Y es este factor, el de la considerable reducción del coste de las energías renovables, el que hace más realista un horizonte en el que la generación de energía para sostener el conjunto de las actividades humanas esté dominada por este tipo de fuentes, algo inimaginable para Lovelock en 2004.

Este es el objetivo a largo plazo hacia el que debemos movernos. Pero está claro que el tránsito a este nuevo esquema energético sostenible y con impactos ambientales poco significativos, que hay que iniciar y recorrer a la mayor velocidad posible, será largo y costoso. Es lo que se ha llamado la transición energética. Hoy hay gran cantidad de gente que manifiesta su preocupación por el cambio climático, pero no estoy muy seguro de que entiendan cabalmente la extensión y profundidad de lo que implica la lucha contra este fenómeno. En general, los entrevistados acerca del asunto se refieren al reciclaje de residuos, la menor utilización de plásticos, etc, cosas que no están relacionadas directamente con el cambio climático, que depende únicamente del consumo de energía y la naturaleza de las fuentes de esta energía. Tampoco estoy seguro de que estén claros, como en toda transición, los costes que es necesario afrontar, tanto económicos como en cambios de nuestro modo de vida. Lo que, por el contrario, se desprende de los episodios vividos en los últimos tiempos, asociados a los precios de los combustibles fósiles, los impuestos

verdes o las restricciones en el uso de ciertas energías o el transporte privado, es que no estamos dispuestos ni siquiera a cambios menores. Estamos de acuerdo en luchar contra el cambio climático y propiciar la transición energética, pero siempre que no nos afecte.

En mi opinión, aunque hay multitud de aspectos y actuaciones que pueden coadyuvar, el objetivo esencial de la transición es la disminución drástica de la presencia de los combustibles fósiles en la dieta energética, especialmente el carbón, que es el combustible más contaminante (por la producción de CO_2, mayor, por unidad de energía, que la de otros combustibles fósiles, y por la liberación a la atmósfera de partículas y compuestos perjudiciales). Actualmente, más de las tres cuartas partes del dióxido de carbono emitido a la atmósfera procede del sector de la producción de energía (unos 34.000 millones de toneladas de CO_2 para el año 2021, que asciende a unos 39.000 millones de toneladas si añadimos las emisiones de metano con su adecuado factor de equivalencia). De esa cantidad, del orden de la mitad es absorbida por los sumideros naturales, la vegetación y los mares, mientras que el resto se queda en la atmósfera y contribuye a aumentar su proporción en la misma. Para tener una idea del ritmo en el aumento de las emisiones, en el año 2000 se emitieron 26.000 toneladas de CO_2.

China se sitúa muy destacadamente en cabeza, con el 31% del total de emisiones generadas por el sector energético, y Estados Unidos contribuye con un 14%. Europa, por su parte, ocupa un modesto papel, con un 10% de las emisiones totales (un 7,5% de la UE), al tiempo que desarrolla una política muy activa, de liderazgo moral, en el proceso de reducción de emisiones. Los miembros de la Unión Europea han consensuado el objetivo de reducirlas, en 2030, un 55% respecto de las registradas en 1990 (aunque últimamente se está proponiendo aumentar ese porcentaje al 57%). De hecho, por estas fechas, la reducción es ya superior al 30%, en parte debido al cierre de empresas obsoletas muy intensivas en energía, sobre todo en el este de Europa. Por ejemplo, en Alemania, que clausuró gran parte de la industria obsoleta de Alemania Oriental, las emisiones se han reducido casi en un 39%. Queda mucho, sin embargo, por recorrer en los años que restan hasta 2030 y exigirá un considerable esfuerzo de sustitución de combustibles fósiles por fuentes sin emisiones. Y las únicas fuentes conocidas sin emisiones son las energías renovables y la energía nuclear.

A veces se habla de reducción de emisiones hasta llegar a la «neutralidad», lo que significa emitir tanto gas como puedan absorber los sumideros naturales. En mi opinión, este tipo de consideraciones, referidas a países o regiones geográficas, es engañoso porque no es posible delimitar cuáles son los sumideros asociados a determinadas emisiones y ocurre que pueden contarse estos varias veces. La *neutralidad* solo tiene sentido globalmente, para el conjunto del planeta. Para países o regiones, lo único claramente definido son las reducciones netas de emisiones.

También se argumenta, a veces, que las emisiones globales no son significativas, ya que dependen de la población de cada país. En particular, China sería el mayor generador de emisiones de gases de efecto invernadero porque es el país más poblado del mundo. Así que lo significativo son las emisiones per *cá*pita, que miden mejor lo que contribuye cada habitante del planeta al cambio climático, conclusión con la que yo estoy de acuerdo. Pues bien, según la Agencia Internacional de la Energía, los países con una cantidad más alta de emisiones per *cá*pita son los del Golfo Pérsico (desde Catar, con más de 34 toneladas por persona y año [t/(pa)], a Arabia Saudí, con más de [16 t/(pa)] y Estados Unidos, este último del orden de 14 t/(pa). Muy por debajo está la Unión Europea, con un promedio de algo más de 6 t/(pa), lo que demuestra, por comparación a la cifra de los Estados Unidos, que en los países desarrollados es posible reducir emisiones sin comprometer el nivel de vida. China, por su parte, ha superado a Europa y se sitúa en más de 8 t/(pa). Rusia está en las 13,5 t/(pa) e India emite aproximadamente 1,9 t/(pa), que está en el promedio de los países menos desarrollados. España está emitiendo unas 5 t/(pa) y Alemania del orden de 8 t/(pa). Como puede deducirse fácilmente de la cifra total de emisiones y la población mundial, el promedio de emisiones en el mundo es de algo más de 4 t/(pa).

Lo que podemos decir del tránsito hacia un esquema energético más sostenible es que no se está recorriendo con suficiente rapidez. En efecto, las emisiones de CO_2 no han dejado de aumentar a nivel global desde que empezó a formularse el problema de forma pública. En particular, en 2021 aumentaron un 6% respecto a 2020, año en el que se produjo una reducción de emisiones debido a la disminución de la actividad económica ligada a la pandemia de COVID-19, recuperando así los niveles de 2019. Este resultado es el efecto de un aumento en el uso del carbón como fuente de energía, responsable de más del 40% de las emi-

siones (el petróleo supone, por su parte, del orden del 30%), lo que choca frontalmente con los objetivos de reducción de emisiones (y de todo tipo de contaminaciones generadas por el carbón). Para mayor abundamiento, este año estamos viendo que las perturbaciones en el mercado del gas natural como consecuencia de la guerra de Ucrania, están propiciando la reapertura de minas y centrales de carbón en Europa.

Así que, de no producirse un cambio radical en las políticas energéticas que permita iniciar la senda del descenso, las perspectivas climáticas son más bien sombrías. En los sucesivos números de los *World Energy Outlook*, de la Agencia Internacional de la Energía, se contemplan escenarios de reducción de emisiones en los que el máximo está, normalmente, en el año de su publicación, para disminuir después rápidamente en los años sucesivos, pero el hecho es que no se ha visto todavía esa reducción, con la excepción coyuntural de 2020 debido a la pandemia de COVID-19. China, por ejemplo, primer país en la producción de emisiones, anunció que seguirá aumentándolas hasta llegar al máximo en 2030.

En la cumbre climática de París, en 2015, se acordó tomar las medidas necesarias para evitar que la temperatura media del planeta no superase durante este siglo los 2ºC respecto de la época preindustrial. Y la insistencia de los grupos ecologistas consiguió que se añadiera la conveniencia de no sobrepasar los 1,5ºC. Pero si el primer objetivo es difícil de alcanzar, el segundo es prácticamente imposible. En la actualidad se ha llegado ya a un aumento de 1,1ºC-1,2ºC, siendo más rápido el incremento de temperatura en Europa que en los otros continentes, según concluyen los estudios al respecto. Y, en el mejor de los casos, que se aplicaran íntegramente las medidas anunciadas en la cumbre de París, cosa que no está sucediendo, los expertos calcularon que se llegaría a un incremento superior a los 2ºC y próximo a los 3ºC.

Se han aducido multitud de motivos para explicar la falta de convicción con la que se está abordando (es decir, no se está abordando adecuadamente) este problema. En mi opinión, la causa fundamental es que se trata de un problema que requiere actuaciones locales pero cuyas consecuencias son globales. Dicho con otras palabras, no hay correspondencia entre las actuaciones políticas o esfuerzos hechos por un país con los resultados obtenidos para ese país. Si todo el mundo actúa con decisión y las emisiones se reducen, nosotros, aunque no hayamos hecho nada,

nos beneficiamos, puesto que el cambio climático es un fenómeno que afecta a todo el planeta. Por el contrario, si nosotros hacemos un gran esfuerzo por reducir emisiones pero el resto del mundo no procede de igual forma, vamos a sufrir igualmente las consecuencias negativas. Se trata de un problema cuya solución o es generalizada o no es solución. De ahí su notable dificultad.

En el periodo de casi un millón de años anterior a nuestros días, se ha podido medir la composición de la atmósfera de nuestro planeta, registrándose oscilaciones entre las 200 partes por millón (ppm) en volumen y las 300 ppm de CO_2 hasta el inicio de la revolución industrial. Desde entonces, la atmósfera se ha *enriquecido* en dicho gas hasta llegar en la actualidad a los 417 ppm, con una derivada creciente (en el caso del metano, su presencia en la atmósfera es del orden de 1,9 ppm, cuando en la era preindustrial era de 0,7 ppm). El incremento aproximado de la presencia de CO_2 en la atmósfera es, con el sistema de producción de energía actualmente en vigor, de unas 2,5 ppm por año. Lo que se ha traducido en el aumento de la temperatura media del planeta ya mencionado. Esto quizá pueda parecer poco, pero se ha producido en un instante, desde el punto de vista geológico, sin tiempo para que se desarrolle ningún mecanismo adaptativo. Por otra parte, para apreciar lo que este incremento supone, conviene recordar que durante la llamada Pequeña Edad de Hielo, un periodo particularmente frío registrado entre los siglos XIV y XVIII aproximadamente, la disminución de la temperatura media del planeta fue del orden de medio grado centígrado. Los científicos expertos en el tema han establecido que, si se llega a las 450 ppm, la temperatura aumentará en 2 ºC y, a partir de ese momento, podrán producirse efectos multiplicativos en el cambio climático de consecuencias difícilmente predecibles pero, en todo caso, de gran magnitud.

De ahí que lo prioritario sea instalar cada vez más renovables que puedan sustituir a los combustibles fósiles, y no usarlas para cerrar instalaciones nucleares, que no emiten gases de efecto invernadero. Que es, justamente, lo que hicieron Alemania y Japón tras el accidente de Fukushima, aumentando su dependencia del gas natural (en el caso de Alemania, incrementando su ya considerable dependencia del gas ruso) y el carbón, y arruinando sus planes para la reducción de emisiones. La conclusión, en mi opinión, es que hay que reducir la contribución de los combustibles fósiles en la producción de energía hasta un mínimo, tendencialmente a cero, antes de clausurar instalaciones nucleares.

5. Generación de electricidad

En lo que sigue, nos concentraremos en la generación de electricidad por varios motivos: es el sector al que contribuye la energía nuclear, hay una tendencia general en las sociedades contemporáneas a aumentar su grado de electrificación, dado que se trata de un vector energético de enorme versatilidad y, finalmente, porque el sector del transporte está virando hacia su electrificación, consumiendo electricidad en lugar de depender casi en su totalidad de derivados líquidos del petróleo, como ocurre en la actualidad.

Pues bien, según el *BP Statistical Review* mencionado con anterioridad, la producción de electricidad está dominada hoy en el mundo por el uso del carbón, en un 36%, y el gas natural (metano), en un 23%, mientras que la energía nuclear contribuye con un 10% y las renovables han alcanzado el 28%, suponiendo la energía hidroeléctrica algo más de la mitad de la contribución de las renovables. Con casos llamativos como los de Estados Unidos, donde el gas natural contribuye con más del 38% y el carbón con el 22% a la generación de electricidad; China, cuya electricidad depende en un 63% del carbón; o Alemania, para el que este último porcentaje se sitúa en el 28%. En España, el carbón ha desaparecido casi totalmente, las renovables suponen del orden de un 46%, la nuclear un 21% y el gas natural un 25%. Es decir, la electricidad generada con fuentes no emisoras de gases de efecto invernadero (nuclear + renovables) llega en España hasta el 67%.

Conviene recordar aquí que la potencia instalada eólica o solar solo está operativa, en promedio, la cuarta parte del tiempo o menos. Durante las otras tres cuartas partes no hay viento ni luz solar suficiente para producir energía. De donde se deduce que un horizonte de solo renovables requeriría, al menos, la instalación de cuatro veces la potencia media consumida; en realidad más para hacer frente a los picos de demanda o a las paradas por averías o por mantenimiento. Además, habría que arbitrar instalaciones de almacenamiento a gran escala para la electricidad en red y dispositivos portátiles de almacenamiento para el sector del transporte.

Hay varios procedimientos para el almacenamiento masivo de electricidad, pero el más experimentado, simple y de considerable eficiencia, es el bombeo de agua en embalses de doble vaso. Cuando hay abundancia de electricidad generada, en días

de mucho sol o días o noches de mucho viento, superando a la demanda, esa electricidad servirá para activar las bombas que eleven el agua del vaso inferior al superior, mientras cuando ocurra lo contrario, porque no haya sol o viento suficiente, la electricidad se generaría aprovechando el agua almacenada en el vaso superior. Este procedimiento no serviría en países llanos, sin diferencias de alturas naturales, como Bélgica u Holanda, en cuyo caso la solución sería una potente red de interconexiones con países de orografía suficiente, algo perfectamente factible en la Unión Europea. El inconveniente principal es la necesidad de construir embalses, lo que genera considerables recelos en ciertos sectores de la sociedad.

En cuanto al almacenamiento portable para el sector del transporte, la industria se está apoyando en el avance tecnológico registrado en las baterías, tanto en su capacidad de almacenamiento como en su densidad energética (energía almacenada por unidad de masa de la batería). Un avance que, sin duda, se seguirá dando en ambos aspectos, así como en la utilización de materiales más comunes y no contaminantes.

La muy publicitada solución del hidrógeno me parece menos prometedora. El hidrógeno no existe, en sus variedades atómica o molecular, en estado natural en nuestro planeta (sí en Júpiter, o en el sol, o en el resto de la galaxia). En la Tierra se encuentra combinado con el oxígeno en forma de agua o con el carbono en forma de hidrocarburos. Extraerlo del agua por electrólisis demanda una gran cantidad de energía, de largo superior a la que luego se obtendría a partir del hidrógeno en las pilas de combustible (*fuel cells*). En el caso del llamado hidrógeno verde, obtenido del agua a partir de energías renovables, es más eficiente almacenar esta energía en forma de electricidad, si es que hay dispositivos de almacenamiento adecuados, y luego utilizarla directamente. Aun así, puede que haya nichos de actividad para los que el peso o el volumen de las baterías resulte determinante (la aviación, por ejemplo) en los que el hidrógeno pueda cumplir su papel de almacenamiento y vector energético, o puede utilizarse como *input* para la síntesis de combustibles sintéticos (en la actualidad ya se obtiene hidrógeno, principalmente del gas natural, es decir, no verde, y se utiliza para la síntesis química de determinados compuestos). Pero no puede competir ventajosamente con la electricidad como vector energético de forma generalizada.

En todo caso, el problema del almacenamiento en la transición a un esquema energético sostenible, dominado por la prevalencia

de las energías renovables (es decir, intermitentes) es central en la investigación y el desarrollo tecnológico asociados a la energía. Es, en mi opinión, el factor clave para determinar la naturaleza de un esquema energético sostenible. Además, es la forma más sostenible y limpia de energía de respaldo para cubrir los picos de demanda, papel que juega actualmente el gas natural dada la versatilidad de las centrales que utilizan este combustible.

Como se deduce de todo lo anterior, el camino hacia ese objetivo final será largo en tiempo y costoso en recursos, por lo que una solución complementaria a la intermitencia inevitable de las fuentes renovables es imprescindible en todo ese proceso transitorio. En realidad, solo hay dos fuentes primarias que puedan jugar ese papel de asegurar la generación de base: el gas natural y la nuclear, una vez que se ha demostrado que el carbón y los combustibles líquidos derivados del petróleo son los principales agentes del cambio climático. De ahí que en la taxonomía energética de la Comisión Europea se haya calificado a ambas fuentes de *sostenibles*, aunque, en sentido estricto, no sean *verdes*.

6. La energía nuclear en el mundo hoy

De acuerdo con el *World Nuclear Industry Status Report 2022*, en la actualidad existen activos en el mundo 411 reactores nucleares, 26 menos que hace diez años, 29 en parada de larga duración y 53 en construcción, más de la mitad de los cuales en China e India. Estas cifras difieren ligeramente de las proporcionadas por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) o la Organización Internacional de la Energía Atómica (OIEA) debido a diferencias en la definición de reactor en operación o en parada de larga duración, pero las pequeñas diferencias no modifican los datos básicos. El mencionado informe prevé que el número de reactores nucleares en operación irá disminuyendo paulatinamente hasta quedar del orden de 130 en 2050. Sin embargo, la OIEA y la AIE consideran que los problemas de precio y seguridad de suministro de los combustibles fósiles se prolongarán durante décadas y sugieren que en 2050 aumentará notablemente la producción nuclear, aunque se mantendrá en el mismo porcentaje, alrededor del 10%, de la generación eléctrica global.

En efecto, los reactores activos contribuyen actualmente en un 10% a la generación eléctrica global, desde una contribución del 17,5% en 1996, habiéndose registrado en 2021 un ligero aumento en la generación de electricidad del 4% respecto de

2020, lo que no es significativo debido al parón de la economía durante la pandemia. La potencia media es de unos 900 MW por reactor. El primer reactor sin fines militares, para producción únicamente de electricidad, se conectó en la URSS a la red en 1954 y su número fue aumentando hasta el año 1990 en que, por primera vez, el número de cierres fue superior al de nuevas conexiones. En Europa, la energía nuclear supone actualmente alrededor del 26% de la electricidad generada, mientras que en España esa contribución es del 21%.

Hay 33 países con instalaciones de energía nuclear, destacando el caso de los Estados Unidos, con 92 reactores activos, 12 menos que hace diez años, que proporcionan el 18% de la electricidad generada en ese país. La mayoría de esos reactores llevan mucho tiempo en operación, acercándose o sobrepasando los 40 años, habiendo entrado en operación los más recientes hace unos 25 años. Casi todos ellos tienen ya licencia por parte del regulador estadounidense para prolongar su vida en 20 años y algunos la tienen por 40 años más allá de su vida de diseño (normalmente 40 años) una vez realicen los trabajos de actualización que indique el regulador.

El siguiente país en número de centrales nucleares es Francia, con 56 reactores activos. El caso de Francia es particular en Europa, ya que su producción de energía nuclear llega (normalmente) al 70% de la producción total (el máximo se alcanzó en 2005 con un 78%), generando más electricidad de la que consume y exportando cantidades significativas a los países limítrofes, en especial a Italia, que clausuró todas sus instalaciones nucleares en 1987. La edad media de esos reactores es bastante elevada, unos 37 años, pero muchos de ellos están autorizados a continuar más allá de su vida de diseño. En Europa, estas prolongaciones se autorizan por periodos de diez años.

Pero el modelo francés presenta importantes problemas derivados de su *monocultivo* nuclear. En efecto, durante la mayor parte de 2022, ha estado inactiva la mitad de sus reactores, en particular 32 de los 56 a principios de septiembre de dicho año, por problemas de mantenimiento al descubrirse fisuras en el sistema de refrigeración que podrían suponer un riesgo potencial de accidentes en todo el parque, lo que ha obligado a detener el funcionamiento de la mayoría de ellos y someterlos a revisión y eventual reparación. Esto ha supuesto pérdidas masivas, se estima que hasta 29.000 millones de euros para Electricité de France (EDF), lo que elevará la deuda de la compañía hasta

más de 60.000 millones de euros a finales de 2022 según los expertos. La parada masiva de las centrales francesas durante parte de 2021 y 2022 ha implicado la reapertura de instalaciones de carbón ya clausuradas, además de una notable importación de electricidad de España y de otros países limítrofes durante este periodo de tiempo (normalmente es España quien importaba electricidad de Francia, aunque en cantidades pequeñas).

En este tiempo, además, se ha puesto de manifiesto la escasez de interconexiones eléctricas (y de gas, como ha quedado claro también desde que se inició la guerra de Ucrania, debido a la crisis del gas ruso en Europa) entre los dos países. Actualmente estas interconexiones se encuentran en un 2,8% de la generación total en España, cuando según la UE deberían estar al nivel aproximado de un 10% y aumentando, cosa que ocurre entre otros países de la Unión.

El tercer país en cuanto a generación eléctrica de origen nuclear es China, con 55 reactores activos, aunque, dadas las enormes necesidades de electricidad del país, apenas llegan a proporcionar el 5% del total. Los reactores en operación en China son bastante jóvenes, con una vida media de 9 años, y hay planes para seguir aumentando su parque nuclear hasta los 60 a 70 reactores en 2025, como parte del objetivo de llegar en esa fecha al 39% de electricidad no procedente del uso de combustibles fósiles (es decir, nuclear y renovables) desde el 32,5% en 2021.

Tres países, Estados Unidos, Francia y China suponen el 57% de la producción nuclear mundial. Otros países con una contribución significativa de lo nuclear a la generación eléctrica son Rusia, con 37 reactores, Corea del Sur, con 24, o India, con 19. En España siguen en operación 7 reactores nucleares que generan el 21% de la electricidad producida, cuando el máximo, del 40%, se alcanzó en 1989.

Cabe reseñar que la producción nuclear ha descendido en todos los países nuclearizados en el último decenio, excepto tres de ellos: China, India y Rusia, con crecimientos del orden del 2% en dicho periodo de tiempo.

El caso de Japón es interesante. Hasta el accidente de Fukushima, en 2011, había en funcionamiento unos 50 reactores nucleares que proporcionaban un tercio de la electricidad consumida en el país. Inmediatamente después del accidente se apagaron la mayoría de ellos, hasta el punto de que, durante 2013 y 2014, no quedó uno solo en operación. La potencia clausurada se suplió

en buena parte con combustible fósiles, lo que llevó a Japón a abandonar sus objetivos de reducción de emisiones. Posteriormente se han ido abriendo algunos de ellos; actualmente hay 10 en operación, aunque solo 7 de ellos están conectados a la red y generando electricidad. Del orden de 20 reactores han sido clausurados definitivamente, mientras que el resto está en parada de larga duración hasta que se resuelva su futuro, lo que está sujeto a una intensa batalla legal. Tras la guerra de Ucrania, debido al aumento de precios de la energía, se está produciendo un cambio paulatino en la opinión pública japonesa en relación con la energía nuclear. En una encuesta realizada en julio de 2022, un 48,4% de los encuestados se mostraban favorables a reiniciar la actividad de los reactores, cuya seguridad hubiera estado certificada por el regulador, y el 27,9% eran contrarios. Hace tan solo 4 años, los porcentajes eran aproximadamente los contrarios.

En Alemania, cuatro días después del accidente de Fukushima del 11 de marzo de 2011, el Gobierno presidido por Angela Merkel decretó el cierre inmediato de los 8 reactores más antiguos de los 17 que había en operación en ese momento, generando alrededor de la cuarta parte de la electricidad en el país. Estableció, además, un calendario de cierre que culminaría a finales de 2022 con la clausura de los últimos tres reactores en operación a diciembre de ese año. La potencia suprimida se compensó en parte con renovables pero, sobre todo, por medio de carbón y del gas ruso, del que empezaron a depender en una situación de cuasi *monocultivo*, similar al caso de Francia con la energía nuclear. Y, como en el caso de Francia, ese cuasi monocultivo ha tenido graves efectos colaterales. Una de las consecuencias de la guerra de Ucrania ha sido comprometer el suministro de gas ruso y, en consecuencia, la generación de electricidad, hasta el punto de que han vuelto a ponerse en operación instalaciones (minas y centrales) ya clausuradas, basadas en el consumo de carbón, algo que va en contra de cualquier objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. La situación es tan comprometida que el Gobierno de coalición con Los Verdes ha acordado no clausurar de modo definitivo las tres centrales nucleares que quedan en operación y mantenerlas, en principio hasta mediados de 2023, en condiciones de poder activarse de nuevo.

Una de las enseñanzas de los casos de Francia y Alemania es que lo más sensato es no depender en exceso de una fuente de energía primaria, sino mantener un *mix* eléctrico compensado de

forma que ningún imponderable (externo o interno) que afecte a una de las fuentes, comprometa de forma grave el suministro de electricidad.

En cuanto a los 53 reactores en construcción a julio de 2022, China está construyendo 21 de ellos, todos en su territorio y Rusia 20, de los cuales solo tres en su territorio, con el 80% de los reactores en construcción situados en países de Asia y de Europa Oriental. Puede ilustrarse esta afirmación con el dato de que durante 2021 entraron en operación seis reactores nuevos, de los cuales tres están situados en China, y uno en India, Pakistán y Emiratos Árabes Unidos. Rusia, Francia y Corea del Sur son los principales países que participan en dicha construcción, aunque solo compañías públicas o controladas por el Estado, en Rusia y China, son las que han obtenido encargos de construcción desde 2020. China, en particular, está construyendo reactores nuevos en su territorio, con la única y modesta excepción de los construidos en Pakistán. Pero ha enunciado su ambición de convertirse en exportador significativo de plantas nucleares a partir de 2030.

7. Tecnología nuclear

Los reactores actualmente en funcionamiento en el mundo son los llamados de segunda generación o segunda y media (II o II+). Están basados en la fisión de núcleos de uranio 235 (^{235}U), que es un isótopo minoritario del uranio natural [el 0,7% frente al 99% del isótopo más abundante, el uranio 238 (^{238}U)].

La producción de energía a partir de la fisión, o escisión, de un núcleo pesado, como es el uranio, en varios fragmentos más ligeros (incluyendo neutrones sueltos) se debe a que la masa del núcleo pesado inicial es superior a la suma de las masas de los fragmentos, y la diferencia se transforma en energía cinética de dichos fragmentos que, a su vez, se transforma en calor en un medio refrigerante. Y la razón de que esto ocurra es que el núcleo de hierro, con 26 protones (y 30 neutrones en su isótopo más abundante), es el que posee una energía de enlace por nucleón más grande (es el más *apretado* en términos coloquiales) y esta energía de enlace va disminuyendo según los núcleos son más pesados. En principio, por tanto, la fisión de cualquier núcleo más pesado que el hierro produciría energía a partir de una parte (muy pequeña) de su masa, pero no es fácil inducirla. En la práctica solo es posible para algunos isótopos del uranio y de otros

elementos pesados, y de todos estos, solo el ^{235}U se encuentra en la naturaleza como isótopo minoritario del uranio natural. Por el contrario, el mismo efecto de conversión de masa en energía se producirá si se consigue unir dos núcleos más ligeros que el hierro, ya que la masa del producto final será menor que la suma de las masas de los núcleos iniciales. Es el fenómeno que está en la base de la fusión nuclear, a la que referiré más adelante brevemente. Pero conseguir esa fusión es enormemente difícil debido a la repulsión culombiana entre los núcleos (están cargados positivamente), por lo que, en la práctica, los núcleos a fusionar tienen la carga mínima, es decir solo podemos partir de isótopos del hidrógeno.

La fisión del ^{235}U está inducida por neutrones generados en fisiones anteriores, en lo que se conoce como reacción en cadena. Un neutrón incide sobre un núcleo de ^{235}U, provoca su fisión en fragmentos, generalmente radiactivos, y más neutrones que generan nuevas fisiones. La energía con la que emergen los fragmentos y los nuevos neutrones se trasfiere en forma de calor al refrigerante en el que se encuentra el combustible nuclear, normalmente agua. Posteriormente, ese calor es vehiculado por el agua en forma de vapor sobrecalentado –en los reactores tipo BWR (Boiling Water Nuclear Reactor)– o de líquido a muy alta presión y temperatura –en los PWR, (Pressurized Water Nuclear Reactor)– hacia una turbina donde se produce la transformación en electricidad, en un ciclo termodinámico cuyo rendimiento es del orden del 33%. La energía calorífica que no puede ser transformada en electricidad se disipa al ambiente en torres de refrigeración. Por cierto, estas torres, que solo emiten agua en forma de vapor o de minúsculas gotas, y que son idénticas a las que existen en toda central basada en la transformación de calor en electricidad, son las que aparecen en las ilustraciones de los medios como características de la generación nuclear, cuando no lo son en absoluto.

Para que la reacción se mantenga, es necesario que la abundancia de material fisible y su disposición en el espacio sean las adecuadas. Desde luego, la abundancia de ^{235}U en el uranio natural es insuficiente para asegurar un flujo de neutrones suficiente para mantener la reacción en cadena, por lo que es preciso *enriquecer* el uranio natural, es decir, aumentar su contenido en ^{235}U para fabricar el combustible nuclear. El grado de enriquecimiento para generar electricidad es del orden del 4%, mientras que para fabricar armas nucleares basadas en dicho isótopo, es preciso un enriquecimiento del orden del 90%. De ahí la preocupación

por los programas de enriquecimiento del uranio en Irán: llegar hasta el nivel requerido para fabricar combustible destinado a una central nuclear está dentro de lo permitido por los tratados de no proliferación; no así sobrepasar esos límites y acercarse al grado de enriquecimiento exigido para la fabricación de armas. En España no existen facilidades de enriquecimiento del uranio y la Empresa Nacional del Uranio (ENUSA), que fabrica elementos combustibles para centrales españolas y extranjeras, compra el uranio ya enriquecido.

El uranio que queda tras un proceso de enriquecimiento contiene una proporción menor del isótopo 235 y recibe el nombre de uranio empobrecido, que es un metal de gran densidad, muy superior a la del plomo, que se ha utilizado para blindajes en dispositivos militares.

La sección eficaz de fisión de un núcleo de ^{235}U por absorción de un neutrón disminuye rápidamente con la energía del neutrón incidente, es decir, es grande para energías incidentes pequeñas y pequeña para energías incidentes grandes. Los neutrones generados en una fisión son de alta energía cinética por lo que, para que generen nuevas fisiones con facilidad es preciso frenarlos, *moderarlos* en la jerga nuclear. Para ello se necesita un material rico en núcleos ligeros, como el hidrógeno, que son capaces de atrapar una parte importante de la energía inicial de los neutrones, de forma que estos, al final, se mueven con la energía cinética media propia de una partícula a la temperatura del medio en que se encuentran, es decir, transforman neutrones rápidos en neutrones térmicos, o muy lentos, que son los que intervienen en las fisiones subsiguientes. Un material adecuado a este propósito es el agua, que es el refrigerante y, al tiempo, el moderador en la mayoría de los reactores basados en la tecnología de neutrones térmicos. Hay algunos casos especiales en los que se quiere utilizar otro tipo de combustible o fabricar elementos transuránidos, en los que el moderador puede ser agua pesada o grafito. Pero, de forma casi generalizada, los reactores en operación tienen el agua ligera (ordinaria) como moderador y como refrigerante.

Una gran parte de los reactores nucleares está llegando al fin de su vida de diseño, 40 años, y el problema que se plantea es el de reemplazarlos por nuevos reactores o prolongar su vida. Se están construyendo, o planificando, nuevos reactores, pero principalmente en países de Asia o del este de Europa, como ya hemos visto, mientras que en el mundo occidental la construcción de nuevos reactores es problemática, con la posible excepción de

Francia, que planea la construcción de más de seis nuevos reactores en los próximos años, y Finlandia. Este último país, en particular, tenía prevista la construcción de un reactor nuclear de tecnología rusa, pero el contrato se rompió en mayo de 2022 tras la invasión rusa de Ucrania. Un factor esencial es la oposición de la población, en la que las opiniones de los grupos ecologistas han calado profundamente, pero también cuentan las considerables inversiones que es necesario afrontar (solo recuperables si el reactor opera durante, al menos, el número de horas de diseño), los plazos prolongados de construcción, las dificultades administrativas de todo tipo que es preciso superar y su carácter no modular.

Los gastos en que incurre una planta de producción de energía a lo largo de toda su vida útil se pueden dividir, básicamente, en tres apartados: inversión inicial, mantenimiento y combustible. Para una central nuclear, la inversión inicial supone alrededor del 75% del gasto total, mientras que la suma de mantenimiento más combustible durante cuarenta años de operación, supone el otro 25%. Su rentabilidad final depende, por tanto, del número total de horas en funcionamiento. En una central de gas natural, las cifras se invierten, de forma que el gasto en combustible supone del orden del 75% del total, por lo que el precio del gas es un factor determinante en el coste de la electricidad generada y, por tanto, de su rentabilidad. Y, dado el carácter marginalista del mercado energético, las fluctuaciones en el precio del gas se trasladan al resto de las fuentes de generación eléctrica, como hemos tenido ocasión de sufrir recientemente con motivo de la guerra de Ucrania y la utilización del gas natural como arma económica. Así, de esos dos tipos de fuentes energéticas, la que no presenta emisiones de gases de efecto invernadero y, además, no está sometida a fluctuaciones significativas por el precio del combustible, es la nuclear.

Las centrales de gas son más flexibles y pueden ajustarse mejor a la curva de demanda que las nucleares, que suelen funcionar únicamente en un régimen estático. Pero es posible regular la producción eléctrica en los reactores nucleares para responder a la curva de demanda y, si en muchos casos no se hace, es porque no se ha visto su necesidad.

Respecto de esto último, hay expertos que consideran que el futuro de la energía nuclear pasa por el desarrollo de reactores más pequeños, de entre los 100 MW y los 300MW de potencia, los llamados Small Modular Reactors (SMR), en lugar de los

1000 a 1600 MW de los modelos actuales. Sin duda, se aliviarían algunos de los problemas de inversión y plazos, y serían más seguros. Además, pueden ser ensamblados y transportados al lugar de su ubicación, en lugar de tener que ensamblarlos *in situ* como ocurre con los reactores convencionales. Pueden, en particular, ser transportados e instalados en zonas alejadas de los núcleos urbanos y de grandes redes eléctricas. Pero presentan un problema de considerable dificultad: multiplicarían los trámites administrativos, licencias, informes, ubicación, etc, y está todavía por demostrar su competitividad económica. Solo se han construido en el mundo dos micro-reactores, que son un subconjunto de SMR de potencias todavía menores, de entre 10 MW y 35 MW, ubicados en barcos, en Rusia. El hecho es que hay diversos proyectos de SMR en diversos países pero no han llegado a cuajar todavía, mientras que todos los reactores actualmente en construcción son de tamaño estándar.

Existen ya reactores de la llamada tercera generación, que se basan en la misma tecnología que los de las generaciones precedentes, es decir neutrones térmicos que fisionan los núcleos de uranio 235. El rasgo distintivo de la generación III es la presencia de mayores sistemas de seguridad, muchos de los cuales están diseñados para activarse autónomamente, gracias a las propias leyes de la naturaleza, sin necesidad de la intervención de operadores.

Hay dos modelos principales de reactores de generación III, uno de origen francés, llamado EPR (European Pressurized-Water Reactor), de 1600 MW de potencia, y otro, de diseño norteamericano, el AP-1000, de 1100 MW. Además, existe una variante de este último diseñado en Corea del Sur, el APR-1400. El ejemplo más característico de EPR es el reactor en construcción en Flamanville. El proyecto se lanzó en 2004 y la construcción se inició en 2007, pero ha acumulado enormes retrasos en la construcción, de más de una década, e incremento de costes. El coste inicial se cifró en unos 3.300 M€, pero ya en 2019 el coste estimado había ascendido a los 12.400 M€. A finales de 2022, todavía no se había hecho la primera carga de combustible; la conexión a la red y la producción de electricidad todavía se demorarán más. Está diseñado para una vida útil de 60 años.

En Finlandia, el reactor Olkiluoto III, de la misma tecnología EPR, inició su construcción en 2005 y ha registrado los mismos problemas de plazos y costes que el de Flamanville. Se conectó a la red en marzo de 2022, pero todavía sin producir electricidad,

y su licenciamiento definitivo está teniendo dificultades. El contrato de construcción en Finlandia por la empresa francesa Areva estipuló un coste fijo para la central, de forma que los sobrecostes han gravitado exclusivamente sobre Areva, lo que ha sido causa principal de su bancarrota y absorción por EDF. Esta última empresa, con una participación accionarial privada minoritaria, por su parte, ha tenido y sigue teniendo que hacer frente a los sobrecostes, lo que, unido al reciente parón de numerosas centrales en Francia, le está creando dificultades financieras ya mencionadas, y propiciando su total renacionalización. El único otro reactor de este tipo existente ha entrado en funcionamiento muy recientemente en China.

En cuanto al modelo AP-1000, hubo varios proyectos, con construcción iniciada, en Estados Unidos, pero han sido abandonados con una única excepción, cuya construcción todavía no ha terminado, y hay cuatro operativos en China. En 2012 se inició en Abu Dabi la construcción de cuatro reactores APR-1400, elegidos en un concurso en el que competían con el modelo francés EPR. Será propiedad de la Corporación de Energía Nuclear de Emiratos y será operada conjuntamente por esta y por la Corporación de Energía Eléctrica de Corea. El primero de los cuatro reactores fue conectado a la red a mediados de 2021 pero la terminación del complejo y la producción regular de electricidad todavía se retrasará. Todo lo anterior ilustra las dificultades en la puesta en marcha de nuevas centrales nucleares.

Hay estudios avanzados sobre una nueva generación de reactores, la generación IV, constituidos principalmente por aquellos que se basan en una tecnología radicalmente distinta de las anteriores. Se trata de la fisión inducida por neutrones rápidos, que permite la utilización como combustible del isótopo más abundante del uranio, así como otro elemento, el torio 232 (^{232}Th), bastante abundante en la naturaleza. Los neutrones absorbidos por el ^{238}U y el ^{232}Th generan material fisible, el plutonio 239 y el uranio 233, que son los núcleos que fisionan y generan energía. Además, este tipo de neutrones pueden también inducir la fisión de elementos transuránidos, haciéndolos desaparecer como tales, o neutralizar fragmentos de fisión radiactivos, convirtiéndolos en elementos estables.

En este caso, no es preciso moderar los neutrones producidos en las fisiones, sino que se debe preservar su energía cinética en el intervalo entre su producción y la generación de una nueva fisión. Lo que implica que no se puede utilizar agua como medio en el

que tienen lugar las reacciones nucleares ya que disminuiría la energía de los neutrones. Es preciso utilizar metales fundidos, sodio en el caso del prototipo francés Astrid, gas helio, o plomo o una mezcla de plomo y bismuto fundidos en el caso de otros modelos que se están estudiando. Hay numerosos programas de investigación sobre reactores rápidos, especialmente en Europa, que lidera esta tecnología, pero hay también estudios en demostradores de reactores rápidos en China, India y Rusia, y actividades relacionadas con esta tecnología en Japón, Corea del Sur y Estados Unidos.

Un caso especial de reactor de generación IV son los llamados Accelerator Driven Systems (ADS) o Sistemas Asistidos con Acelerador. Se trata de sistemas subcríticos, por oposición a todos los casos examinados anteriormente, que son sistemas críticos que podrían ser potencialmente supercríticos, pero que hay que mantener justo en el punto de criticidad mediante absorbentes de neutrones para que la reacción en cadena no se acelere exponencialmente. Que un sistema sea subcrítico quiere decir que es incapaz de mantener una reacción en cadena de forma autónoma, porque los neutrones producidos en una generación de fisiones son insuficientes para iniciar una nueva. En los ADS, existe un acelerador de protones de alta intensidad que inciden sobre un blanco, llamado de espalación, construido con un metal pesado, que emite neutrones cada vez que el haz de protones incide sobre él. Así, este aporte de neutrones suplementarios es capaz de mantener la cadena de fisiones. No puede haber, por tanto, accidentes de criticidad, como el de Chernobyl, porque el sistema, sin la ayuda del acelerador, se apaga solo. Si el medio en el que se producen las fisiones no modera la energía de los neutrones generados en una fisión, estos últimos poseen un espectro de energía amplio, hasta las más elevadas, lo que permite fisionar los transuránidos producidos por los reactores ordinarios, que son uno de los componentes más tóxicos del combustible usado, y transmutar fragmentos de fisión también presentes en el combustible usado. El diseño específico del reactor permite utilizar los neutrones rápidos para la producción de energía o para el tratamiento de residuos radiactivos. Por esta razón se planea poner en marcha un prototipo de ADS, llamado Myrrha, en Bélgica, con la finalidad de tratar los residuos de alta actividad generados en la operación del parque nuclear convencional.

Sin embargo, la operación de esta nueva tecnología de generación IV presenta grandes dificultades y estamos todavía en la

fase de los experimentos y los prototipos, muy lejos de la fase industrial. Es posible, incluso, que no se llegue nunca al punto de explotación comercial.

Hasta este momento me he referido a la energía nuclear de fisión, es decir, la basada en la escisión de los núcleos de elementos muy pesados, como el uranio, el torio o el plutonio, inducida por neutrones. La otra promesa de energía de origen nuclear es la fusión, basada en la unión de núcleos de elementos ligeros, básicamente isótopos del hidrógeno. Para conseguir la fusión, es decir, que se acerquen a distancias del orden del diámetro del núcleo atómico (aproximadamente 10^{-15} m, o lo que es lo mismo 0,000000000000001 m) superando la repulsión culombiana, deben poseer considerables energía y densidad. Lo primero se consigue calentando el gas a temperaturas de decenas de millones de grados (a esas temperaturas, los átomos se rompen y se convierten en un gas de iones y electrones llamado plasma) y lo segundo, comprimiendo el plasma.

Hay dos procedimientos básicos de conseguir esas temperaturas y densidades. Una de ellas por el llamado confinamiento inercial, que consiste en que potentes rayos láser compriman minúsculas esferas de deuterio y tritio, de forma que se induzcan fusiones nucleares. Este procedimiento está íntimamente relacionado con el diseño de nuevas armas basadas en láseres de potencia (la famosa *Star War* de la época del presidente Reagan) y es investigado casi exclusivamente en laboratorios de EE. UU. La segunda opción es el llamado confinamiento magnético, por el que intensos campos magnéticos son capaces de mantener confinado un plasma extremadamente caliente en el interior de una cámara de fusión, cuyo exponente más conocido y en el que más se ha avanzado es el llamado *tokamak*, una cámara en forma de dónut ideada, por primera vez, por científicos soviéticos en los años 50 del siglo pasado. Es una opción sin aparentes aplicaciones militares y es la escogida por Europa y otros países. En los dos casos, las reacciones de fusión producen núcleos de helio y neutrones que salen con una gran energía cinética, que es la que puede aprovecharse para convertirse en calor, mediante un refrigerante, y posteriormente en electricidad. En el caso del confinamiento magnético, los neutrones de alta energía incidirían sobre las paredes interiores de la cámara, que habría de estar diseñada para recolectar energía y regenerar el tritio consumido.

Un parámetro fundamental en este tipo de procesos es el llamado Q, que es la razón entre la energía que se desprende de una

reacción de fusión y la que se deposita en el plasma para conseguir las condiciones adecuadas de densidad y temperatura. Si Q es menor que 1, no hay ganancia neta de energía. El punto Q=1 se llama de *breakeven* y Q=5 se llama de ignición. En las exageradas y engañosas noticias aparecidas en diciembre de 2022, se da cuenta de que en los laboratorios Lawrence Livermore, en EE. UU., se ha conseguido un Q=1,5 (50% de ganancia) y se califica este hecho como el principio de una nueva era (por cierto, también se ha llegado a decir que se había *superado* el principio de la conservación de energía, lo cual no puede ser más absurdo: la energía emergente viene de la conversión en energía de una minúscula parte de la masa de los núcleos que fusionan). Pero la energía depositada en la esférula de deuterio-tritio en la que se han producido reacciones de fusión es una muy pequeña parte de la energía necesaria para operar los 192 láseres de potencia que han incidido sobre ella y la han comprimido. Y el destello energético ha durado menos de una millonésima de segundo.

En el caso del confinamiento magnético, se han conseguido hasta el momento valores de Q del orden de 0,7-0,8. El proyecto patrocinado por Europa para conseguir sustanciales avances en esta tecnología es el conocido proyecto ITER (de International Thermonuclear Experimental Reactor). Dicho proyecto es un consorcio mundial en el que participan Europa, Estados Unidos, China, Rusia, India, Japón y Corea del Sur, que está construyendo una máquina en la que generar y controlar un proceso de fusión, un gigantesco *tokamak*, en Cadarache (Francia), que será únicamente un paso en el camino hacia el dominio de esta tecnología. Hay que enfatizar la palabra *experimental* de su nombre, porque se trata de un experimento (eso sí, de enorme dimensión) pero todavía muy lejos de un potencial reactor comercial de fusión.

Se estima que el coste de ITER es de unos 24.000 millones de euros (a partir de una estimación inicial de la cuarta parte), aunque hay expertos que lo elevan todavía más. Lo que hace incomprensible que en todos los titulares de prensa se adjetive a la energía de fusión como *barata*. Su construcción se ha demorado y actualmente se estima que estará listo para albergar su primer plasma en 2025, aunque solo se introducirá un plasma de deuterio-tritio hacia 2035.

Para poner en contexto los logros del laboratorio Livermore, conviene describir los objetivos de ITER. Se trataría de conseguir temperaturas en el anillo de plasma de entre 30 y 100 millones de grados y un Q=10 durante unos pocos minutos. Pero aún con

ese factor de 10, la energía obtenida sería solo un poco superior a la energía gastada en mantener la máquina en operación, ya que solo una parte de esta se transfiere al plasma. Además, hay que tener en cuenta que la energía recolectada lo es en forma de calor y al transformarla en electricidad hay pérdidas de energía, que se disipa al ambiente, cuyo valor depende de la temperatura pero que suele ser entre la mitad y los dos tercios de la energía calorífica inicial. Por eso hay expertos que estiman que, en un reactor comercial, Q debiera ser muy superior. Por otra parte, no está resuelto el problema de los materiales de la cara interior de la cámara, la recogida de energía o la regeneración del tritio gastado durante la operación (a partir de un isótopo que supone el 7,4% del litio natural y los neutrones emergentes de las reacciones de fusión). Es decir, ITER estará muy lejos de ser un producto comercial incluso después de haber alcanzado los objetivos propuestos allá por los años 40 de este siglo.

La fusión nuclear presenta ventajas considerables respecto de la fisión, en particular que no genera ni maneja transuránidos ni residuos de alta actividad, aunque sí genera residuos de baja actividad, esencialmente materiales estructurales activados por neutrones. En contrapartida, implica la producción y uso de tritio, un isótopo radiactivo del hidrógeno, un gas que se comporta como el hidrógeno estable, por lo que su confinamiento es difícil, pero es peligroso de inhalar debido a su radiactividad. En todo caso, la fusión presenta enormes dificultades técnicas que no permiten contemplar un uso generalizado en el mundo de esta tecnología en las próximas décadas. Yo estoy convencido de que llegaremos a dominar esta tecnología en algún momento de este siglo, pero con costes, plazos y exigencias técnicas que no permitirán que juegue un papel importante en la transición energética, que tiene que ser más urgente y global.

8. La prolongación de la vida de los reactores existentes

En lo que se refiere a las centrales nucleares actualmente operativas, la situación respecto de su contribución a la generación de energía, así como de su cierre, es muy variada en Europa. Como ya se ha dicho, Francia es el país con un parque nuclear más extenso, que contribuye en un 70% a la producción de electricidad y sus reactores están ya cerca, o han sobrepasado, los 40 años de operación. Existe el propósito por parte de las autoridades francesas de ir disminuyendo lentamente la importan-

cia de la nuclear en favor de las renovables, aunque seguirían soportando el peso principal en la electricidad de Francia. Pero eso pasa por prolongar la vida de muchos de sus reactores hasta, por lo menos, 50 o 60 años, y han anunciado la construcción, al margen del EPR de Flamanville, a cuya peripecia se ha aludido anteriormente, de seis reactores nuevos, aunque no se iniciaría hasta 2028 como pronto.

Bélgica es el siguiente país más nuclearizado de la UE. La mitad aproximadamente de su electricidad procede de esta fuente. En 2003 se decidió el cierre de todo el parque nuclear para 2025, fecha que mantenía la titular de Energía, del Partido Verde, defendiendo su sustitución por gas natural. Pero recientemente, dada la situación de emergencia energética, de la crisis del gas ruso, y que la vía propuesta va a contracorriente en la lucha contra el cambio climático, el Gobierno belga ha decidido prolongar diez años más, hasta 2035, la vida de los dos reactores nucleares actualmente en operación.

Alemania, que cerró una parte importante de su parque nuclear en 2011, a raíz del accidente de Fukushima, lo que aumentó su dependencia del gas ruso y del carbón, tenía previsto el cierre de los tres reactores aún en funcionamiento, que proporcionan el 12% de la electricidad consumida, para 2022. Ya hemos visto las dificultades que acarrearía en este momento llevar a efecto los planes de cierre total.

En Estados Unidos, por su parte, la Comisión de Regulación Nuclear, equivalente a nuestro Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), ha autorizado la prolongación a 60 años de la vida de más del 90% de los reactores actualmente en funcionamiento, más de la mitad de los cuales, por cierto, han sobrepasado ya los 40 años de diseño. Y muestra una actitud proclive a autorizar esa prolongación hasta los 80 años para los reactores que lo soliciten.

En resumen, dado que parece muy difícil construir nuevas centrales nucleares en Europa (con la posible excepción de Francia y Finlandia) o en Estados Unidos, la prolongación de la vida útil de los reactores en funcionamiento es la vía que está siguiéndose para seguir disponiendo de esta fuente de energía, libre de emisiones de gases de efecto invernadero, hasta que se produzca la implantación masiva de las energías renovables más un sistema potente de almacenamiento.

Las dos fuentes energéticas que complementarían a las renovables en el periodo de transición energética, que podrían consi-

derarse como de *transición*, serían el gas natural, especialmente para cubrir los picos de demanda, dada su flexibilidad y el hecho de que el grueso de su coste está en el gas consumido, y la nuclear, especialmente para asegurar una producción de base, dado que su coste principal es el de la inversión inicial. Normalmente, cuando se abre una central nuclear, se aprovisiona de combustible para un periodo prolongado, de cinco o diez años, y las paradas sucesivas para recarga y mantenimiento se producen en intervalos del orden de año y medio.

De las dos, la que genera emisiones de gases de efecto invernadero es el gas natural, además de presentar problemas notables de fluctuaciones de precios e incidentes de aprovisionamiento, por lo que, al aumentar la potencia renovable instalada y, sobre todo, las capacidades de almacenamiento, debería ir disminuyendo su presencia en el menú energético. A medio plazo, la única energía de transición, complementaria de las renovables, debería ser la nuclear.

El primer paso a dar es prolongar la vida de las centrales nucleares que estén en condiciones de seguir generando energía de forma segura. En España, como en todos los demás países, es preceptivo un informe favorable del CSN, u organismo homólogo, que certifique que pueden seguir funcionando con seguridad. Normalmente eso exige de inversiones, que dependen del estado de la central y del periodo de tiempo de prolongación. En el caso del CSN, como en el resto de Europa, los informes son por un máximo de 10 años de actividad, aun cuando la licencia dada por la autoridad gubernativa sea por más tiempo (en Estados Unidos, la licencia es indefinida). En este contexto, puede aparecer el primero de los problemas: las compañías propietarias de las centrales pueden rehusar estas inversiones si consideran que no son rentables por el periodo de funcionamiento aprobado. Y, sin esas inversiones, para sustituir, reparar o añadir componentes, no habrá autorización del CSN.

9. Residuos radiactivos

En algún momento, dependiendo de si se prolonga su vida útil y por cuánto tiempo se prolonga, será preciso planificar el cierre progresivo y ordenado de los reactores actualmente en operación. El cierre de una central nuclear no es un proceso sencillo. Consume mucho tiempo y muchos recursos, por lo que conviene proceder con cautela. En la actualidad, la única experiencia existente

es el desmantelamiento completo de 22 reactores, 17 en Estados Unidos, 4 en Alemania y 1 en Japón, con una duración media de 21 años. En España, la central nuclear José Cabrera, situada en Zorita (Guadalajara), la más antigua del parque nuclear español, de muy poca potencia, cerró en 2006 y en estas fechas todavía no han finalizado las tareas de desmantelamiento y de restauración del emplazamiento en el que fue construida, aunque ya se está cerca de su culminación.

En mi opinión, antes de decidir el cierre de un reactor se han de cumplir una serie de condiciones de las que las más importantes son las relacionadas con la sustitución de la potencia eliminada y la viabilidad del desmantelamiento. En lo que se refiere a la sustitución de la potencia instalada, es básico que la potencia de reemplazo no sea proporcionada por combustibles fósiles, carbón o gas natural. Que es lo que ocurrió en Alemania y Japón a raíz de Fukushima. Lo fundamental es reducir las emisiones de CO_2, no aumentarlas por una decisión apresurada de cierre. Las renovables deben ir sustituyendo, primordialmente, a los combustibles fósiles, no a la energía nuclear.

La segunda condición es más complicada y, generalmente, ignorada por el público y los medios de comunicación. Tras el cierre, es preciso esperar varios años refrigerando los elementos de combustible gastado del reactor, normalmente en piscinas que aseguran un blindaje y una eliminación del calor adecuados, durante algunos años. Posteriormente, el combustible usado se almacena en seco en contenedores homologados por el CSN hasta su almacenamiento definitivo. Además, hay que proceder al desmantelamiento de los componentes del reactor y tratarlos como residuos radiactivos, un proceso que se prolonga durante bastantes años.

En este contexto cobra especial importancia el tratamiento de los residuos. La mayoría de los elementos estructurales de un reactor son residuos de baja actividad, para los que se ha diseñado en la mayoría de los países, un almacenaje apropiado; en España, en particular, el almacén de residuos de muy baja, baja y media actividad es el de El Cabril, en la provincia de Córdoba.

El factor más complicado y duradero en un desmantelamiento es el combustible gastado, que son residuos de alta actividad, para los que la única opción realista en la actualidad es el Almacenamiento Geológico Profundo (AGP), aunque hay alternativas de transmutación, como hemos visto al mencionar los ADS, que, hasta el momento, son solo viables en el laboratorio.

Tras su paso por las piscinas de enfriamiento, el combustible usado es altamente tóxico, estando dominada su actividad por unos pocos fragmentos de fisión con una vida media del orden de 30 años, por lo que la radiotoxicidad del combustible usado se reduce en un 99,9% tras un periodo de unos 40 años, pero todavía con un nivel muy superior al del uranio natural. En Estados Unidos y muchos países occidentales, no hay manipulación del combustible usado, sino que este se trata en lo que se conoce como *ciclo abierto*, que consiste en que, una vez extraído del reactor, tras el enfriamiento en piscina y eventual almacenamiento temporal en seco, se almacena definitivamente tal como ha salido del reactor.

Pero una barra de combustible usado contiene todavía la mayor parte del ^{238}U y una parte residual del ^{235}U, además de cantidades importantes de ^{239}Pu, que es fisible, elementos transuránidos como el americio, californio, neptunio y otros, llamados actínidos menores, y fragmentos de fisión, normalmente muy radiactivos pero con una vida media del orden de pocas décadas. Podrían separarse todos estos componentes para usar algunos de ellos en fabricar nuevo combustible, es decir, se podría someter el combustible usado al reproceso, en lo que se conoce como *ciclo cerrado*. Los fragmentos de fisión pueden ser *vitrificados* para su conservación segura hasta que dejen de ser radiactivos. Tras un segundo paso por un reactor nuclear, el combustible fabricado después de un primer ciclo de reproceso, podría ser sometido a sucesivos ciclos para recuperar todo lo que pudiera ser reutilizado.

Pero el reproceso puede utilizarse también para obtener plutonio con el que fabricar bombas atómicas basadas en dicho isótopo fisible (la bomba lanzada sobre Hiroshima era de ^{235}U, mientras que la lanzada sobre Nagasaki era de ^{239}Pu). Se puede modificar la configuración del reactor para optimizar la producción de plutonio aún en detrimento de la generación de energía. Un país con un programa de energía nuclear civil podría utilizar el combustible usado para desarrollar armas nucleares. Esa es la razón que impulsó al presidente de los Estados Unidos, Jimmy Carter, en 1977, a prohibir el reproceso, aunque sigan existiendo algunas actividades de este tipo en ese país ligadas a programas de investigación, en particular relacionados con reactores rápidos. España y otros muchos países occidentales siguieron esta prohibición y mantienen el ciclo abierto del combustible como única opción. Sin embargo, Francia, Reino Unido, Rusia, China, Japón y otros países continúan reprocesando, aunque únicamente en un

ciclo. Es conocida la planta de reproceso de La Hague, en Francia, que concentra una parte importante de este tipo de tratamiento en el mundo.

El plutonio actualmente extraído en el reprocesado del combustible usado en los pocos centros que realizan esta actividad, más el plutonio que resulta del desmantelamiento de armas nucleares a causa de los sucesivos tratados de desarme, se mezcla con el uranio para fabricar nuevo combustible llamado MOX (de Mixed Oxides) que puede utilizarse en algunos reactores, particularmente en Francia o Japón, entre otros países. El combustible usado a partir de MOX no se reprocesa más y se considera, como el que resulta del ciclo abierto, residuo de alta actividad.

El combustible usado, tal como sale del reactor o tras un proceso de separación y transmutación que reducirá drásticamente su volumen, debe almacenarse en condiciones de contención rigurosa durante miles de años en un depósito estanco a gran profundidad en la corteza terrestre, lo que se denomina Almacenamiento Geológico Profundo (AGP). El proceso de ubicar y construir un AGP es sumamente complejo, como demuestra el caso del proyecto Yucca Mountain, en el estado de Nevada, en Estados Unidos, paralizado desde 2010 después de más de 20 años de estudios *in situ*.

De ahí que se haya pensado en una solución transitoria que consiste en custodiar los residuos de alta actividad en un almacén con las debidas medidas de custodia, refrigeración y tratamiento, para un periodo del orden de 50 a 80 años, el llamado Almacenamiento Temporal Centralizado (ATC). En España hubo un proyecto avanzado de ATC, que recibió apoyo unánime en el Congreso de los Diputados en 2004, cuya inclusión en el Plan General de Residuos Radiactivos se produjo en 2006, y para el que se seleccionó una ubicación en una localidad de Cuenca en 2011. Pero, tras la oposición de la Comunidad de Castilla La Mancha a albergarlo, se fue demorando su construcción hasta suspenderse en 2018, con lo que el combustible usado en las centrales nucleares, algunas de ellas ya clausuradas, se conserva en Almacenamientos Temporales Individuales (ATI) situados en los recintos de las mismas, en condiciones menos apropiadas que las que tendrían en un ATC. Un desmantelamiento de más reactores agravaría el problema, que tendría una mejor solución en el almacenamiento centralizado.

La negativa de todas las comunidades autónomas a albergar una instalación tal, a pesar del voto unánime de 2004, ha llevado al

Gobierno a introducir un cambio notable en el nuevo Plan General de Residuos Radiactivos, que entrará en vigor presumiblemente en 2023, eliminando la construcción del ATC de la planificación en el tratamiento de los residuos e inclinarse definitivamente por el mantenimiento de ATI en las centrales existentes, lo que, en mi opinión, es una solución menos segura que la asociada al ATC, aunque parece la única viable. Se prevé, por tanto, que los residuos de alta actividad permanezcan en los ATI y pasen de ahí directamente a un AGP, que entraría en funcionamiento a partir de 2073. Y no está claro que la resistencia de todas las comunidades autónomas a albergar una instalación como el ATC, que almacenaría residuos procedentes de centrales ubicadas en otras comunidades, no vaya a repetirse a la hora de seleccionar una ubicación para el futuro AGP. Hay bastantes estudios de posibles ubicaciones y calidades del suelo, realizados por el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT) para ese hipotético AGP español, pero la oposición de autoridades y poblaciones puede dificultar, incluso, las prospecciones sobre el terreno.

En Estados Unidos existe un AGP ya construido, en Nuevo México, pero únicamente para residuos de origen militar. Para el combustible usado procedente de los reactores civiles, ya hemos mencionado el intento fallido de Yucca Mountain, sin que se vislumbre una solución alternativa. De hecho, solo hay un ejemplo de AGP en el mundo. El situado en Onkalo, Finlandia. Está decidida la estructura de los contenedores y finalizada la construcción del almacenamiento, a unos 400-500 metros de profundidad, a últimos de 2021, encontrándose actualmente en fase de licenciamiento por el regulador finlandés. En Suecia existe un proyecto y en Francia, Canadá y Suiza hay actividades de prospección en diferentes ubicaciones, pero, en todos los casos, se está muy lejos de su realización.

10. Conclusión

En conclusión, es imprescindible abordar la transición energética si queremos evitar los efectos, de magnitud inusitada, asociados al cambio climático. Además de otros efectos del uso de combustibles fósiles, menos dramáticos desde el punto de vista ambiental, como la dependencia de un conjunto de países productores que no dudarán en utilizar sus recursos naturales como arma política o económica, o las fluctuaciones de los precios debidas

a las asimetrías del mercado. La transición que se requiere debe estar basada en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, causa primera del cambio climático, lo que implica la reducción drástica del uso de los combustibles fósiles. Aparte de estos, las únicas fuentes de energía sin emisiones son la nuclear y las renovables, por lo que son las que deben ocupar el papel preponderante en el nuevo esquema energético. En ningún caso es sensato sustituir potencia nuclear por combustibles fósiles, como, desgraciadamente, ha venido ocurriendo en ciertos casos.

La energía nuclear no está exenta de problemas, ya evocados anteriormente, por lo que su presencia deberá mantenerse aproximadamente constante o ir decreciendo a medida que las renovables, con el complemento imprescindible del almacenamiento energético, vayan siendo la energía primaria dominante. Incluso en un escenario en el que, a largo plazo, toda la energía que necesitemos provenga de fuentes renovables, la energía nuclear debería ser el complemento necesario de las renovables en el largo periodo de transición, lo que, al menos en los países occidentales, puede cumplirse de forma mayoritaria mediante la extensión de la vida útil de los reactores ya existentes.

Esta extensión resulta obligada, en estos países, porque no parece que sea probable, durante la (larga) transición, la construcción de nuevos reactores, aunque sí que está sucediendo en países de Asia y del Este de Europa. Tampoco parece probable, al menos en dichos países occidentales, la implantación de nuevas tecnologías nucleares, la generación IV en la fisión o reactores de fusión. Es necesario preservar la presencia del sector nuclear como complemento del despliegue de las energías renovables, mientras estas no estén en condiciones de asegurar el suministro energético global, lo que requiere de forma imprescindible facilidades de almacenamiento energético a gran escala que permitan responder a la demanda con independencia de la climatología.

Sin olvidar la tarea pendiente en todos aquellos lugares en los que haya existido una industria nuclear, de gestionar, a corto plazo, el desmantelamiento seguro de las instalaciones nucleares y, a más largo plazo, los residuos generados en la producción nuclear de electricidad, una tarea de especial dificultad que necesita conocimiento del sector, esfuerzo económico y aceptación social.

Capítulo cuarto

El Cáucaso en la estrategia europea de desacoplamiento energético

Felipe Sánchez Tapia

Resumen

La crisis energética, iniciada a mediados de 2021 con la recuperación económica mundial tras la pandemia de la COVID-19 y exacerbada por la invasión rusa de Ucrania en febrero de 2022, ha obligado a la UE y los Gobiernos de sus Estados miembros a adoptar una serie de medidas que pretenden, entre otras consideraciones, desconectar energética y económicamente a la UE de la Federación Rusa antes de que finalice la presente década. Este objetivo supone un reto colosal y requiere, además de reducir la demanda energética europea e impulsar el desarrollo de energías renovables, encontrar fuentes de suministro alternativas para sustituir a medio plazo los combustibles de origen ruso. En este esquema, la proximidad geográfica hace del Cáucaso sur y de la cuenca del Caspio, rica en hidrocarburos, una de las opciones más prometedoras.

El problema que ello plantea es que, situada en el corazón de lo que Rusia considera su *cinturón de seguridad*, esta es una de las zonas más inestables del espacio postsoviético en la que, a pesar del esfuerzo que la guerra en Ucrania le exige, todavía ejerce una influencia incuestionable. Hace tiempo que la UE considera

al Cáucaso-Caspio una región de interés estratégico y otro tanto ocurre con EE. UU., para quienes el Cáucaso es un área idónea para la aplicación de su estrategia de contención de las potencias rivales a nivel global, Rusia y China. Son los intereses encontrados de todos estos actores geopolíticos, a los que se añaden los de las potencias colindantes, Turquía e Irán, los que condicionan el papel que la UE ha previsto para el Cáucaso-Caspio como suministrador alternativo de recursos energéticos, obligando a moderar las expectativas.

Palabras clave

Cáucaso, Caspio, seguridad energética europea, Rusia, Turquía, Irán, REPowerEU.

The Caucasus in the European energy decoupling strategy

The energy crisis, initiated in mid-2021 by the global economic recovery following the COVID-19 pandemic and exacerbated by the Russian invasion of Ukraine in February 2022, forced the EU and the governments of its Member States to adopt a series of measures that aim, among other considerations, to disconnect the EU from the Russian Federation before the end of this decade. This is a colossal challenge and requires, in addition to reducing European energy demand and boosting the development of renewable energies, finding alternative sources of supply to replace fuels of Russian origin in the medium term. In this scheme, the geographical proximity makes the South Caucasus and the Caspian basin, rich in hydrocarbons, one of the most promising options.

The problem this raises is that, situated at the heart of what Russia considers its "security buffer zone", this is one of the most unstable areas of the post-Soviet space in which –despite the effort that the war in Ukraine requires– Moscow still exerts an unquestionable influence. The EU has long regarded the Caucasus-Caspian region as a region of strategic interest, as has the US –for which the Caucasus is an ideal area for implementing its strategy of containment of Russia and China, its global rival powers. The conflicting interests of all these geopolitical players, in addition to those of the neighboring powers –Turkey and Iran– condition the role that the EU has envisaged for the Caucasus-Caspian as an alternative supplier of energy resources, forcing it to moderate expectations.

Keywords

Caucasus, Caspian, European energy security, Russia, Turkey, Iran, REPowerEU.

CORREDOR MERIDIONAL DE GAS (CMG)



EL CORREDOR MERIDIONAL DE GAS ES UN PROYECTO ESTRATÉGICO DE LA UE QUE UNE LOS YACIMIENTOS DEL CASPIO Y EL MEDITERRÁNEO ORIENTAL CON LOS MERCADOS EUROPEOS Y CONSTA DE VARIOS GRUPOS DE INFRAESTRUCTURAS:

SUBTÍTULO: EN SERVICIO - - - EN PROYECTO

TAP: TRANS ADRIATIC PIPELINE. CAPACIDAD 10 BCM/A, AMPLIABLES A 20 BCM/A

TANAP: TRANS ANATOLIAN PIPELINE. CAPACIDAD 16 BCM/A

SCPX: EXPANSIÓN DEL SOUTH CASPIAN PIPELINE. CAPACIDAD 24 BCM/A, AMPLIABLES A 31 BCM/A

ITGI: INTERCONECTOR TURQUÍA – GRECIA – ITALIA.

- - - IGI POSEIDÓN, INTERCONECTOR GRECIA-ITALIA, CAPACIDAD 15-20 BCM/A (EN PROYECTO)

IGB, INTERCONECTOR GRECIA-BULGARIA, CAPACIDAD 5 BCM/A

ITG, INTERCONECTOR TURQUÍA – GRECIA, CAPACIDAD 11,5 BCM/A

- - - **EASTMED: EASTERN MEDITERRANENAN PIPELINE.** CAPACIDAD 10 BCM/A

- - - **WHITESTREAM:** CAPACIDAD 32 BCM/A*

- - - **TCP: TRANS CASPIAN PIPELINE.** CAPACIDAD 32 BCM/A*

* ESTE PROYECTO SE ENCUENTRA ACTUALMENTE SUSPENDIDO, PERO ES SUSCEPTIBLE DE REACTIVACIÓN EN EL MARCO DE LA DESCONEXIÓN EUROPEA DE LOS SUMINISTROS RUSOS DE ENERGÍA.

PRESENCIA MILITAR RUSA EN EL CÁUCASO SUR



- **FUERZAS DE OCUPACIÓN EN ABJASIA** (GUDAUTA)
- **FUERZAS DE OCUPACIÓN EN OSETIA DEL SUR** (TSKHINVALI)
- **FUERZAS PERMANENTES EN ARMENIA** (GYUMRI)
- **BASE AÉREA** (EREBUNI)
- **FUERZAS DE PACIFICACIÓN EN NAGORNO-KARABAJ** (STEPANAKERT)

- **UNIDADES ACORAZADAS**
- **UNIDADES MECANIZADAS**
- **BASE AÉREA**

1. Introducción

Afirmar que Europa se enfrenta a una crisis energética sin precedentes con graves consecuencias para sus economías es, sencillamente, mencionar lo obvio. El panorama que nos presenta la OCDE en su informe de previsiones económicas de septiembre de 2022, es, como en los viejos textos escolares de Historia se mencionaba el reinado de Witiza, *oscuro e incierto*:

«El crecimiento económico global se ha estancado en el segundo trimestre de 2022 y la producción ha caído para las economías del G20 […] Los efectos de la guerra y los continuos impactos de los brotes de COVID-19 en algunas partes del mundo han limitado el crecimiento y aplicado presión adicional al alza de precios, especialmente en la energía y alimentación […] Los indicadores han dado un giro negativo y las perspectivas económicas mundiales se han ensombrecido» (OCDE, 2022).

Y lo peor de todo es que pocos expertos se aventuran a pronosticar su fin.

Al margen de las consecuencias económicas que esta crisis energética está provocando, la guerra en Ucrania, que en realidad comenzó allá por 2014 y que desde febrero de 2022 se ha mostrado con toda su crudeza, ha puesto sobre la mesa una cuestión de profundo contenido geopolítico que, hasta ese momento, la UE había mantenido en un discreto segundo plano: el papel de Rusia como suministrador de energía a Europa y el empleo de esta capacidad como recurso de poder. Las diferentes sensibilidades de los Estados miembros habían impedido un debate verdaderamente constructivo y resolutivo sobre esta delicada cuestión y, desde luego, a mediados de 2021, no parecía ser la primera preocupación de las autoridades europeas, mucho más centradas en la transición hacia las energías renovables que en la diversificación del suministro. Como bien señala Miguel Ángel Lasheras en su artículo de la edición de *Energía y Geoestrategia* de 2021 (Geopolítica del pacto verde: órdago de la UE), la Unión se había visto obligada a tener en cuenta muy especialmente los intereses de Alemania, lo que le había acabado por llevar a «una cierta esquizofrenia frente a Rusia», atrapada entre la necesidad de armonizar sus políticas energéticas con la creciente dependencia del gas ruso. Y aunque Estados miembros del este europeo (Bulgaria, Polonia, Hungría y Eslovaquia) habían venido tradicionalmente apoyando la política de diversificación del origen de las

importaciones energéticas, las principales economías de la UE, Alemania, Francia e Italia, optaron por actuar en sentido contrario y reforzar sus relaciones energéticas con Rusia, apoyando la construcción del gasoducto Nordstream (1 y 2) y, en menor medida, Turkstream (Lasheras Merino, 2021: 167-169).

Pero la entrada de tropas rusas en Ucrania en la madrugada del 24 de febrero de 2022 lo cambió todo, agudizando una crisis energética que ya se veía desbocada y poniendo en evidencia que había llegado el momento de abordar seriamente la cuestión de la diversificación de los orígenes de las importaciones energéticas como elemento clave en la seguridad energética europea. Inevitablemente, el desacoplamiento energético de Rusia escaló posiciones hasta convertirse en la primera prioridad, casi una obsesión, para los responsables políticos europeos, lanzados a una frenética búsqueda de alternativas para sustituir los suministros energéticos rusos. Con este objetivo, la proximidad geográfica a los mercados europeos hace del Cáucaso y la cuenca del Caspio una de las primeras opciones a considerar.

El problema es que, situada en la tradicional esfera de influencia rusa y formando parte de su irrenunciable cinturón de seguridad, la región Cáucaso-Caspio es cualquier cosa menos estable, no solo por la propia conflictividad interna, reflejada en conflictos como los de Nagorno-Karabaj, Osetia del Sur y Abjasia, sino porque es una zona en la que confluyen los intereses, muchas veces contrapuestos, de las otras potencias regionales colindantes, Irán y Turquía, que en mayor o menor medida también la consideran como parte de sus respectivas *esferas de influencia*. Sobre estos fundamentos, el actual contexto de rivalidad geopolítica global hace de esta región un posible escenario de enfrentamiento entre grandes potencias.

Analizar estas cuestiones es el objetivo de este trabajo, en el que tratamos de identificar aquellos aspectos de carácter geopolítico que, de una u otra manera, pueden tener un impacto en los planes europeos de diversificación de fuentes de suministro. Para ello, en un primer apartado trataremos de dar contexto geopolítico al problema del desacoplamiento europeo y la estrategia diseñada para conseguirlo, contribuyendo con ello a resaltar la importancia que, para Europa, ha adquirido la región del Cáucaso-Caspio. A continuación, analizaremos el papel que el Cáucaso-Caspio puede jugar como reserva de hidrocarburos y sus posibilidades de contribuir a la estrategia europea de desacoplamiento energético para, en tercer lugar, adentrarnos en las cuestiones de índole geopolítica que afectan a esta parte del mudo. Por último y antes

de extraer conclusiones, nos centraremos en el impacto que la guerra de Ucrania está teniendo en todas estas cuestiones.

Antes de comenzar, debemos señalar que este estudio está focalizado en los tres países ubicados al sur de la cordillera del Cáucaso nacidos tras el desmembramiento de la Unión Soviética: Georgia, Armenia y Azerbaiyán. Sin embargo, el hecho de que sea precisamente en la cuenca del Caspio donde se encuentran las grandes reservas de hidrocarburos de la región nos obliga a considerar también países ribereños de ese mar, en concreto, Kazajistán y Turkmenistán, que trataremos en la medida en que ello resulte necesario. En adelante y por conveniencia, nos referiremos a la región así descrita como Cáucaso-Caspio (CC) o simplemente Cáucaso, plenamente conscientes de que no consideramos con exactitud lo que un geógrafo entendería bajo ese concepto (figura 1).



Figura 1. El Cáucaso sur y el Caspio

2. Una estrategia europea de desacoplamiento energético

2.1. Europa y la crisis energética

A nadie se le oculta que la UE, escasa de recursos energéticos de origen fósil, se ve obligada a importar el 90% del gas natural,

el 97% del petróleo y el 70% del carbón que necesita[1], procediendo de Rusia una cantidad considerable. En concreto, según los datos de la Comisión Europea, en 2021 más del 40% del gas natural (155 bcm), un 27% del petróleo y derivados (3,5 mb/d) y un 46% del carbón (40 Mt) con un coste cercano a los 100.000 millones de €[2]. Los acontecimientos actuales han dejado en evidencia lo indeseable de esta excesiva dependencia, pero lo cierto es que no se ha llegado hasta aquí de forma inadvertida. Son muchas las razones que, si no justifican, al menos explican esta situación, empezando por unos precios muy favorables de los productos energéticos suministrados a través de la tupida red de distribución desarrollada durante décadas, que, en principio, ha proporcionado ventajas a las economías de los países del centro y este europeo[3].

En cualquier caso, con independencia de los intereses comerciales en juego, la postura europea ha sido influida por consideraciones de orden geopolítico. Hay que recordar que, desde la puesta en marcha de la *Ostpolitik* en los años 70, la política exterior de Alemania ha considerado prioritario el mantenimiento de unas relaciones políticas y comerciales con Rusia lo más fluidas posible, en el entendimiento de que la alternativa, es decir, el enfrentamiento, no es (o era) la mejor opción para la estabilidad y prosperidad del continente. Esta ha sido la línea seguida por la canciller Merkel durante sus casi 20 años de mandato[4] y esta ha sido, por extensión, la visión europea respecto a la cuestión rusa, aun reconociendo que «el problema más acuciante de la seguridad del abastecimiento de energía es la fuerte dependencia

[1] Comisión Europea. (2022). Compromiso energético de la UE en un mundo cambiante, 18 de mayo [en línea]. [Consulta: agosto de 2022]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:52022JC0023&from=EN

[2] Comisión Europea. (2022). In focus: Reducing the EU's dependence on imported fossil fuels, 20 de abril [en línea]. [Consulta: agosto de 2022]. Disponible en: https://ec.europa.eu/info/news/focus-reducing-eus-dependence-imported-fossil-fuels-2022-apr-20_en

[3] Este aspecto está siendo rebatido por algunos expertos. A este respecto ver: *Frankfurter Allgemeine Zeitung* (2022). Der Mythos vom billigen russischen Gas. *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, 12 de agosto [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/abhaengigkeit-von-putin-russisches-gas-war-nicht-guenstiger-18241080.html o *Forbes* (2022). Germany Has Not Thrived From Cheap Russian Energy, 30 de junio de 2022 [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://www.forbes.com/sites/michaellynch/2022/06/30/germany-has-not-thrived-from-cheap-russian-energy/?sh=4271414b4e1c

[4] *EURACTIV.* (2022). Merkel defends legacy of her Russia policy amid Ukraine war, 8 de junio [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://www.euractiv.com/section/all/news/merkel-defends-legacy-of-her-russia-policy-amid-ukraine-war/

de un único suministrador externo, especialmente en el caso del gas»[5]. Ni siquiera tras la anexión de Crimea en 2014, que obligó a la UE a adoptar una postura de mayor dureza en sus relaciones con Rusia, se vio alterada sustancialmente esta política. De hecho, en su Estrategia Global de 2016, la UE reconocía que la interdependencia existente entre Rusia y la Unión aconsejaba «la cooperación siempre y cuando sus intereses fueran coincidentes»[6]. Y no mucho después, en 2018, la UE no pudo sino concluir que, llegado ese punto, «aún no había decidido cómo proceder respecto al gasoducto Nordstream 2», tema crucial en la seguridad energética europea[7].

Las diferentes visiones sobre esta cuestión a uno y otro lado del Atlántico dieron lugar a dos opciones estratégicas sobre el modo de gestionar las relaciones con Rusia, difícilmente compatibles entre sí, lo que generó grandes tensiones entre aliados. Si, como hemos mencionado, la visión europea priorizaba una relación constructiva, consciente de que una arquitectura de seguridad en el continente no podía conseguirse sin la integración de Rusia en la misma, en Washington la perspectiva era radicalmente diferente. Enfrentada al hecho, que ya pocos cuestionaban, de que el momento geopolítico de su hegemonía podía empezar a ser cosa del pasado, EE. UU. elevó a las *potencias revisionistas*, China y Rusia, a la categoría de amenazas de primer orden para sus intereses nacionales, por delante de un terrorismo internacional de corte yihadista que, hasta ese momento, había constituido su principal preocupación estratégica[8]. En este nuevo escenario, EE. UU. dedicó considerables esfuerzos a conseguir que los europeos se adaptasen a su estrategia de contención de Rusia, lo que, en contra de sus propios intereses, obligaba al enfriamiento de sus relaciones políticas y comerciales con Moscú. Y para ello, ejercieron considerables presiones. Recordemos la dura oposición del presidente Trump al gasoducto Nordstream 2 y su

[5] Comisión Europea. (2014). Estrategia Europea de la Seguridad Energética, 28 de mayo [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0330&from=EN

[6] Servicio Exterior de la UE. (Junio de 2016). Shared Vision, Common Action: A Stronger Europe - A Global Strategy for the European Union's Foreign and Security Policy, p. 33 [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.eeas.europa.eu/sites/default/files/eugs_review_web_0.pdf

[7] Parlamento Europeo. (Febrero de 2018). The EU's Russia policy Five guiding principles». Briefing, p. 5. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2018/614698/EPRS_BRI(2018)614698_EN.pdf

[8] National Security Strategy of the United States of America (diciembre de 2017).

señalamiento como *herramienta de coacción* en manos de los rusos, llegando a imponer sanciones a las compañías participantes en su construcción (Belkin, Ratner, & Welt, 2020). Pero como hemos podido comprobar, ni siquiera esta presión fue capaz de alterar la estrategia europea.

En este contexto de renovada rivalidad geopolítica a nivel global, el valor como recurso de poder que la exportación de energía proporciona a Rusia o, por expresarlo en otros términos, el uso de la energía como arma, no debe pasarse por alto. La cuestión de fondo es que, para Rusia, sus recursos energéticos son algo más que meras fuentes de ingresos y su despliegue por el mundo es la punta de lanza de su retorno a la geopolítica como potencia de orden global (Watkins, 2021: 292). Sin embargo, esta última capacidad debe ponerse en contexto y, quizá, en no pocas ocasiones se ha abusado del término de *arma energética*, especialmente al otro lado del Atlántico (Tsafos, 2022).

Sucesivas administraciones norteamericanas han expresado reiteradamente su preocupación por la excesiva dependencia europea de Rusia y, como la crisis energética en Ucrania en 2009 parecía confirmar, los europeos estaban irremediablemente en manos de Rusia por esta cuestión[9]. Pero no en todas partes se extrajeron las mismas conclusiones. Analistas del Oxford Institute for Energy Studies (OIES) daban dos posibles interpretaciones respecto al origen de la crisis que planteaban un dilema para los responsables europeos: si se identificaban las difíciles relaciones ruso-ucranianas como verdadera causa de la crisis de 2009, tal y como el estudio sugería, tanto para rusos como para europeos debía priorizarse la búsqueda de rutas que evitasen el tránsito por Ucrania, lo que requería el desarrollo de alternativas como el Nordstream o South Stream[10]. Si, por el contrario, se establecía que la causa de la crisis se encontraba en las decisiones adoptadas por las autoridades rusas por razones geopolíticas, la búsqueda de meras alternativas al tránsito ucraniano dejaba de tener sentido y el esfuerzo debía dedicarse, simple y llanamente, a buscar la desconexión de Rusia (OIES - Pirani, Stern y Yafimava, 2009: 63). Como sabemos, la UE, muy condi-

[9] La tensión política entre Rusia y Ucrania y el desacuerdo entre ambas por el precio del gas suministrado desde la primera a la segunda provocó a primeros de 2009 el corte del suministro de gas ruso no solo a Ucrania sino a otros países europeos, como Bulgaria, Turquía, Grecia, Macedonia y Austria.

[10] El proyecto de gasoducto South Stream pretendía transportar gas desde Rusia por el mar Negro hasta Bulgaria. Fue abandonado por el Gobierno ruso en 2014.

cionada por la política alemana, acabó optando por la primera de las interpretaciones.

Este enfoque, a pesar de que con la perspectiva actual pueda resultarnos equivocado, no carecía de lógica. Ciertamente, como concluían los analistas del OIES, las razones de la crisis de 2009 tenían más que ver con fundamentos comerciales que con el uso del gas como arma de presión política pues, en realidad, la relación de Rusia con Europa en la esfera del gas era, y lo siguió siendo en los años posteriores, de dependencia mutua: si Europa dependía enormemente del gas ruso, Rusia lo hacía en igual manera de los ingresos generados por las exportaciones de energía a Europa. Poco tenía Rusia que ganar perdiendo su reputación como suministrador fiable y romper este equilibrio no resultaba beneficioso

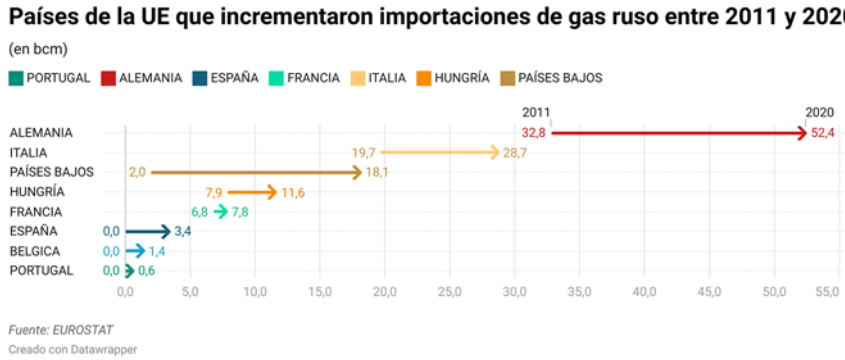


Figura 2. Incremento de las importaciones de gas ruso en países de la UE entre 2011 y 2020. Fuente: EUROSTAT. Elaboración propia

para ninguna de las partes. Al final, el hecho es que, tras la crisis de 2009, para muchos de los países de la UE, el grado de dependencia del suministro de combustibles fósiles de origen ruso apenas se alteró y, en no pocos casos, incluso aumentó (figura 2).

A pesar de todo, esta situación, *a priori* delicada, no supuso graves contratiempos toda vez que, en general, la parte rusa cumplió sus compromisos contractuales en lo referente al suministro de recursos energéticos. Y así ha sido reconocido en alguna ocasión por el director ejecutivo de la Agencia Internacional de la Energía (AIE)[11], Fatih Birol, que, a finales de 2021, poco antes del estallido de la guerra, admitía un escrupuloso respeto de la Federación Rusa respecto a sus obligaciones contractuales a largo plazo para el suministro de gas a países europeos. Eso, sí, advirtiendo al mismo

[11] En inglés, International Energy Agency, IEA.

tiempo de una cierta disminución, por razones no explicadas, de las exportaciones hacia Europa con respecto a las de 2019[12].

Sea como fuere, los acontecimientos acabaron resolviendo por la vía de los hechos el dilema europeo y la decisión de cortar lazos comerciales con Rusia, incluido el sector energético, resultó inevitable. Como anticipo del cambio de postura respecto a la cuestión rusa que el Gobierno alemán había decidido adoptar, el 23 de febrero de 2022, el día anterior a la entrada de tropas rusas en territorio de Ucrania, el canciller Scholz, que apenas llevaba mes y medio en el cargo, daba su brazo a torcer y suspendía la certificación del gasoducto Nordstream II, lo que, *de facto,* implicaba su paralización[13]. Un gran triunfo estratégico para los Estados Unidos que, además, con el tiempo, ha acabado por convertirse en suministrador prioritario de gas natural licuado (GNL) a la UE, casi triplicando sus exportaciones desde los 24 bcm de 2021 hasta los más de 60 bcm de 2022[14].

A partir de ese momento, esta relación basada en la mutua dependencia que, a pesar de las diferentes crisis, se había mantenido durante décadas, se rompió de manera definitiva e irreparable. Es de esperar que así continúe, al menos hasta que no se produzca un radical cambio de régimen en Moscú y pase el tiempo suficiente que permita restaurar la confianza perdida. Y, aun así, nada será como antes. Mientras tanto, para Rusia, consciente de que la UE ya no es, ni será, un socio comercial, la utilización de los recursos energéticos como medio de presión cobra pleno sentido y las pérdidas económicas que de ello se deriven no son sino el precio a pagar para conseguir objetivos geopolíticos de orden superior. Ya no se oculta que el gas ha pasado a ser una poderosa opción para minar la cohesión de las naciones occidentales coaligadas en apoyo de Ucrania.

2.2. La respuesta europea

Nada fácil está resultando la réplica europea a estos acontecimientos y las decisiones adoptadas se recogen en un complejo

[12] *IEA*. (2021). Statement on recent developments in natural gas and electricity markets, 21 de septiembre [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://www.iea.org/news/statement-on-recent-developments-in-natural-gas-and-electricity-markets

[13] The White House. (2022). Statement by President Biden on Nord Stream 2, 23 de febrero [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2022/02/23/statement-by-president-biden-on-nord-stream-2/

[14] *Bruegel.* European natural gas imports.

entramado regulatorio no siempre fácil de seguir. Por conveniencia para su análisis, dividiremos el conjunto de medidas adoptadas en tres grandes apartados: un primer grupo de medidas de carácter inmediato y con intención punitiva; un segundo grupo de carácter estratégico, cuya finalidad no es otra que romper la dependencia de las importaciones energéticas rusas antes de la finalización de la presente década; y un tercer grupo de medidas que podemos denominar, adoptando la terminología de la logística militar, *de control de daños*[15], que incluye aquellas actuaciones que se orientan a mitigar los efectos negativos de las anteriores en la seguridad energética europea.

2.2.1. La respuesta inmediata: acciones punitivas

La respuesta inmediata europea ha sido múltiple y variada, abarcando medidas como sanciones individuales, financieras, comerciales, cierre del espacio aéreo europeo, bloqueo de medios de comunicación rusos, etc., que, desde un punto de vista temporal, se han ido aplicando en sucesivos paquetes. El último de ellos (a cierre de la edición de este capítulo), el noveno, fue aprobado en diciembre de 2022[16].

Como es natural, siendo las exportaciones energéticas el sustento del poder de la Rusia de Putin, gran parte de las medidas van dirigidas precisamente a este sector. La prudencia ha presidido, no obstante, la actuación europea a la hora de aplicar sanciones en este campo, tratando de evitar, en la medida de lo posible, que las sanciones dañen más a quien las impone que al propio sancionado. Aunque ya el segundo paquete (febrero de 2022) incluía la prohibición de exportación y transferencia de equipos y tecnología al sector del refino ruso (Reglamento UE 2022/328, 2022), hubo que esperar hasta el mes de abril, al quinto paquete de medidas, para encontrar la primera prohibición explícita de importación de recursos energéticos desde Rusia, en este caso carbón y otros combustibles sólidos (Reglamento UE 2022/576, 2022), y aún dos meses más, al sexto paquete, para considerar el

[15] Dentro de las funciones propias de la protección de zonas de retaguardia, el control de daños pretendía proteger de posibles ataques enemigos las instalaciones logísticas desplegadas en esta zona y restituirlas a su funcionamiento en caso de que resultasen dañadas.

[16] Comisión Europea. Sanctions adopted following Russia's military aggression against Ukraine [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://finance.ec.europa.eu/eu-and-world/sanctions-restrictive-measures/sanctions-adopted-following-russias-military-aggression-against-ukraine_en

embargo al petróleo y derivados, con efectividad del 5 de diciembre de 2022 para el crudo y 5 de febrero de 2023 para los derivados. Este embargo, no obstante, no se ha impuesto más que de manera parcial, afectando exclusivamente a las importaciones por vía marítima y excluyendo, hasta que «el Consejo decida lo contrario», las importaciones por oleoducto para aquellos países que tienen una dependencia particular de los mismos (Polonia, Alemania, Hungría, Eslovaquia, República Checa y Austria), así como, por razones de su peculiaridad geográfica, Bulgaria (Reglamento UE 2022/576, 2022). Además del propio embargo, no sin dificultades se consiguió consensuar la prohibición a compañías europeas de participar no solo en el transporte marítimo de crudo y derivados de origen ruso a terceros países, sino en actividades relacionadas con el mismo, como son la asistencia técnica, la financiación y el seguro y reaseguro de estos transportes, a no ser que el crudo se haya contratado por debajo de un precio máximo establecido (*price cap*), a determinar bimestralmente y fijado inicialmente en 60 $/barril (diciembre de 2022)[17]. Se da la circunstancia de que más del 90% de las aseguradoras forman parte del International Group of P&I Clubs, con sede en Londres, lo que, en la práctica, da alcance global a esta prohibición[18].

Por el momento, la enorme dependencia del gas ha impedido su inclusión en ningún paquete de sanciones.

Estas medidas se superponen a las sanciones europeas, ya aplicadas desde 2014 con ocasión de la anexión unilateral de Crimea, por las que quedaba prohibida «la venta, el suministro, la transferencia o la exportación de determinados bienes y tecnologías sensibles, cuando se destinen a la prospección o producción de petróleo en aguas profundas, la prospección de petróleo en el Ártico, y la producción o los proyectos relacionados con el petróleo de esquisto»[19]. Dado que la producción rusa descansa de manera cada vez más acusada en la explotación de este tipo de yacimientos, es de esperar que, a medio o largo plazo, la ausen-

[17] Consejo Europeo. (2022). Russian oil: EU agrees on level of price cap. Nota de prensa de 3 de diciembre de 2022. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.consilium.europa.eu/es/press/press-releases/2022/12/03/russian-oil-eu-agrees-on-level-of-price-cap/

[18] Ver web de la asociación. Disponible en: https://www.igpandi.org/

[19] Decisión 2014/512/PESC del Consejo de 31 de julio de 2014 relativa a medidas restrictivas motivadas por acciones de Rusia que desestabilizan la situación en Ucrania [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014D0512&from=ES

cia prolongada de tecnología occidental acabe comprometiendo seriamente la capacidad de producción y de transporte del país (Birol, 2022).

La cuestión de las sanciones es capital para la UE, dado que su objetivo no es otro que doblegar la voluntad de los líderes políticos rusos, es decir, del presidente Putin y su entorno. Con ello, los europeos adoptan la misma línea de actuación que los norteamericanos, a pesar de que, como ilustran los casos de Cuba, Venezuela o Irán, su eficacia para provocar cambios internos más allá de dañar a los sectores más débiles de esas sociedades resulta dudosa. Tan solo el tiempo permitirá evaluar el éxito de esta estrategia, pero, carentes de un poder militar europeo digno de tal nombre[20], el éxito de esta empresa resulta esencial para que la UE pueda ser considerada como auténtica potencia geopolítica.

2.2.2. La estrategia: soluciones a medio y largo plazo

Más allá del aspecto punitivo de las medidas aplicadas, la UE ha debido adaptar su estrategia energética a la nueva situación, tratando de armonizar la eliminación de las importaciones energéticas rusas con la seguridad de abastecimiento de sus Estados miembros. Para ello, la Comisión emitió, a finales de mayo de 2022, el plan REPowerEU[21], que busca terminar con las importaciones de energía de combustibles fósiles desde Rusia lo antes posible y, en cualquier caso, con anterioridad a 2030[22]. En paralelo, otro documento clave vio la luz, el *Compromiso energético de la UE en un mundo cambiante*[23], que no es otra cosa que la adaptación de la estrategia energética exterior europea al escenario de desconexión planteado por el REPowerEU.

[20] El poder militar de la UE reside en las Fuerzas Armadas de sus Estados miembros.

[21] Comisión Europea. Plan REPowerEU, de 18 de mayo de 2022 [en línea]. [Consulta: agosto de 2022]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fc930f14-d7ae-11ec-a95f-01aa75ed71a1.0004.02/DOC_1&format=PDF

[22] Comisión Europea. REPowerEU: Joint European action for more affordable, secure and sustainable energy. Nota de prensa de 8 de marzo de 2022 [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_1511

[23] Comisión Europea. (2022). Compromiso energético de la UE en un mundo cambiante, 18 de mayo [en línea]. [Consulta: agosto de 2022]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022JC0023&from=EN

En esencia, el plan REPowerEU, siempre respetando los compromisos climáticos adquiridos con el *Objetivo 55*, considera la puesta en marcha de actuaciones que, de manera combinada, pretenden incidir en tres áreas fundamentales: 1) la reducción sustancial del consumo energético en la Unión, 2) la diversificación de las fuentes de energía y 3) la aceleración de la transición hacia energías renovables. Todo ello requiere, además de lo ya previsto para alcanzar los objetivos del paquete de medidas del *Objetivo 55*, acometer reformas e inversiones *inteligentes* en infraestructura adicionales a las ya previstas con anterioridad como Proyectos de Interés Común (PIC)[24] y que la comisión estima en unos 210.000 millones de euros[25] (figura 3).

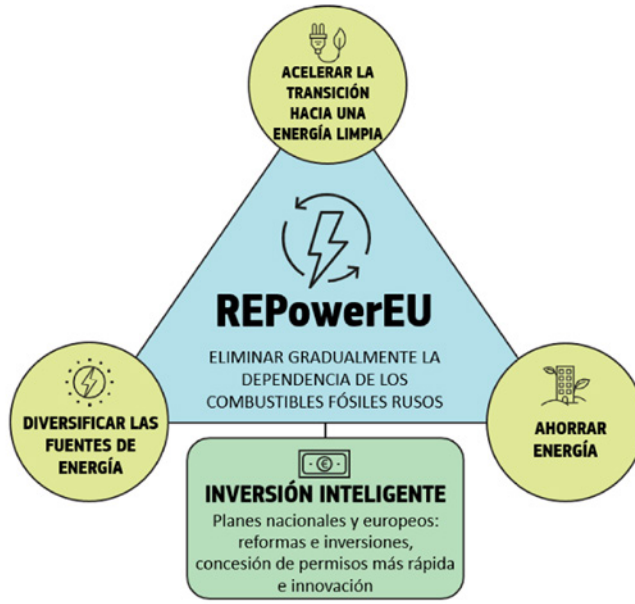


Figura 3. Áreas de actuación del plan REPowerEU. Fuente: Comisión Europea

[24] Los proyectos de interés común (PIC) son proyectos de infraestructuras transfronterizas clave que vinculan los sistemas energéticos de los países de la UE. Fueron instaurados por la Comisión Europea en el Reglamento Delegado (UE) N.º 1391/2013, de 14 de octubre de 2013 [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R1391&from=EN Los PIC activos pueden consultarse en Comisión Europea. (19 de noviembre de 2021). Quinta lista de PIC. The Union List of Projects of Common Interest [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-11/fifth_pci_list_19_november_2021_annex.pdf

[25] Plan REPowerEU. *Op. Cit*. p. 14.

2.2.3. Medidas de «control de daños»

El tercer bloque de medidas, en permanente evolución, se orienta, esencialmente, a 1) evitar el desabastecimiento de las fuentes de energía primaria, que incluyen medidas tanto de incremento de los niveles de almacenamiento como de reducción de la demanda, con especial preocupación por el gas natural; y 2) a moderar el impacto que esta situación está provocando en los precios, especialmente en los mercados eléctrico y de gas.

Entre las primeras, además de los respectivos planes nacionales para reducción de la dependencia de manera individual, que incluye el incremento de la capacidad de importación de GNL, se incluyen medidas difícilmente imaginables meses atrás, como la inclusión del gas natural y la energía nuclear en la taxonomía de la UE[26]; la nueva regulación para el almacenamiento de gas, que exige a los Estados miembros alcanzar un mínimo de un 90% de su capacidad de almacenamiento con anterioridad al 1 de noviembre de cada año (Reglamento UE 2022/1032, 2022)[27]; así como la recomendación de reducir voluntariamente, al menos, un 15% del consumo de gas durante el periodo invernal hasta marzo de 2023[28].

Las segundas, de mayor complejidad técnica, contemplan cuestiones como la adquisición de forma conjunta de, al menos, un 15% del gas necesario para el llenado de las instalaciones de almacenamiento, la introducción de un mecanismo de corrección del mercado para limitar los precios del gas o el establecimiento de una nueva referencia para los precios del gas complementaria al mecanismo de transferencia de títulos (TTF) actualmente en uso (Reglamento UE 2022/2578, 2022) (figura 4).

---

[26] Parlamento Europeo. Taxonomy: MEPs do not object to inclusion of gas and nuclear activities. Nota de prensa de 6 de julio de 2022 [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20220701IPR34365/taxonomy-meps-do-not-object-to-inclusion-of-gas-and-nuclear-activities

[27] Para el año 2022 se estableció un porcentaje del 80% que, no obstante, con fecha 1 de noviembre había sido ampliamente superado. European natural gas imports. *Bruegel.*

[28] Consejo Europeo. (2022). Proposal for a Regulation on coordinated demand reduction measures for gas, 27 de julio [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-11625-2022-INIT/en/pdf



Figura 4. Medidas europeas ante la ocupación rusa de Ucrania adoptadas a lo largo de 2022. Fuente: Comisión Europea. Elaboración propia

2.3. Distintos problemas, distintas soluciones

Qué duda cabe de que al tratar el problema del desacoplamiento consideramos los recursos energéticos con mayor impacto geopolítico: carbón, petróleo y gas natural. Cada uno de ellos presenta una problemática diferente y requiere, por tanto, soluciones diferentes. *A priori*, la sustitución del carbón es lo que menos problemas presenta, habida cuenta de que los mercados son flexibles y están bien abastecidos (Bruegel-Zachmann *et al.,* 2022). De hecho, en el momento de publicar el REPowerEU, la Comisión indicaba que los precios, a finales de abril de 2022, ya habían vuelto a niveles previos a la aplicación de sanciones el día 8 de ese mismo mes[29]. Además, en cualquier caso, está prevista la eliminación total del carbón como fuente de energía antes de 2030[30]. Por esta razón, el presente análisis se centra en el petróleo y el gas natural.

2.3.1. El problema del petróleo

Por el momento, las importaciones afectadas por el embargo son las que se realizaban por vía marítima, entre el 70% y el 85% del total[31]. La gran flexibilidad que proporciona el transporte marítimo implica que, en principio, su sustitución resulte menos complicada de llevar a cabo que con el gas y la Unión pone la mirada en suministradores alternativos de otras partes del mundo, como África, Oriente Medio, Norteamérica o Iberoamérica.

A pesar de todo, un escenario de posible incremento de la demanda en 2023, en torno a unos 2 mb/d (la AIE estima un incremento de 1,7 mb/d[32] y la OPEP de 2,2 mb/d[33]), podría presentar ciertas dificultades, pues ello requiere el correspondiente aumento de la

[29] Comisión Europea. Ukraine: EU agrees fifth package of restrictive measures against Russia. Nota de prensa de 8 de abril de 2022 [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_2332

[30] Compromiso energético de la UE en un mundo cambiante. *Op. Cit.* p. 7.

[31] *TRANSPORT&ENVIRONMENT.* (2022). How Russian oil flows to Europe, 8 de marzo [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://www.transportenvironment.org/discover/how-russian-oil-flows-to-europe/

[32] IEA. (2022). Oil Market Report [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.iea.org/reports/oil-market-report-december-2022

[33] OPEC. (2022). Monthly Oil Market Report, p. V., 13 de diciembre [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm

capacidad de producción de los países exportadores que, además de superar las dificultades técnicas que esta situación plantea, requiere voluntad política. A este respecto, uno de los verdaderos escollos se encuentra en la asociación OPEP+[34], organización que en 2021 controlaba casi el 60% de la producción mundial de petróleo y derivados y en la que participa la propia Rusia[35]. Por el momento, a pesar de la presión ejercida por Washington y Bruselas, el grupo se ha mostrado reticente a alterar la política de recortes en la producción que viene aplicando desde 2016 para impulsar los precios al alza[36]. Es más, el mismo día que en la UE se decidía la imposición del octavo paquete de sanciones, la OPEP+ adoptaba la decisión de recortar 2 mb/d la cuota de producción hasta finales de 2023, medida que, lejos de ser transitoria, quedaba confirmada en su posterior reunión del mes de diciembre[37]. Como era de esperar, la Administración Biden no tardó en verter duras críticas por ello, llegando a tildarlo de *acto potencialmente hostil*[38]. La cuestión es que, históricamente, un precio del barril (West Texas Intermediate) por encima de 70/75 $, que se traduce en una gasolina por encima de 2 dólares por galón para el consumidor norteamericano, tiene gran potencial para dañar el crecimiento económico de los Estados Unidos (Watkins, 2021: 37). Y al contrario, unos precios elevados permiten a Rusia compensar las pérdidas sufridas por las sanciones occidentales, convergiendo aquí sus intereses con los de otros miembros de la organización, como Arabia Saudita, para quien el precio de equilibrio fiscal (Fiscal Brakeven Oil Price - FBOP)[39] se situaba en 2022 cerca de los 80 dólares/barril (FMI, 2022). Sea

[34] En inglés OPEC+, Organization of Petroleum Exporting Countries, que además de los 13 países de la OPEP (Irán, Irak, Kuwait, Arabia Saudita, Venezuela, Libia, EAU, Argelia, Nigeria, Gabón, Angola, Guinea Ecuatorial y Congo) incluye a Azerbaiyán, Bahréin, Brunéi, Kazajistán, México, Malasia, Omán, Rusia, Sudán y Sudán del Sur.

[35] *BP Statistical Review of World Energy 2022*. 71st edition. Junio de 2022.

[36] 32nd OPEC and non-OPEC Ministerial Meeting. Nota de prensa de la OPEP de 5 de septiembre de 2022 [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/7002.htm

[37] 34th OPEC and non-OPEC Ministerial Meeting. Nota de prensa de la OPEP de 4 de diciembre de 2022 [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.opec.org/opec_web/en/press_room/7060.htm

[38] *CNN.* (2022). Inside the White House's failed effort to dissuade OPEC from cutting oil production to avoid a 'total disaster', 5 de octubre [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://edition.cnn.com/2022/10/04/politics/white-house-lobby-opec-oil-production-cuts-gasoline-prices-midterms/index.html

[39] El precio de equilibrio fiscal, o Fiscal Breakeven Oil Price (FBOP), es el precio mínimo de venta de un barril de petróleo para que un Estado que se financia mediante la exportación de este recurso pueda equilibrar su presupuesto y no incurrir en déficit.

como fuere, lo cierto es que muchos de ellos no tienen siquiera la capacidad técnica para aumentar la producción y, sistemáticamente, el grupo ha sido incapaz de mantener las cuotas establecidas, generando un déficit de producción que, en diciembre de 2022, se situaba cerca de los 2 mb/d[40].

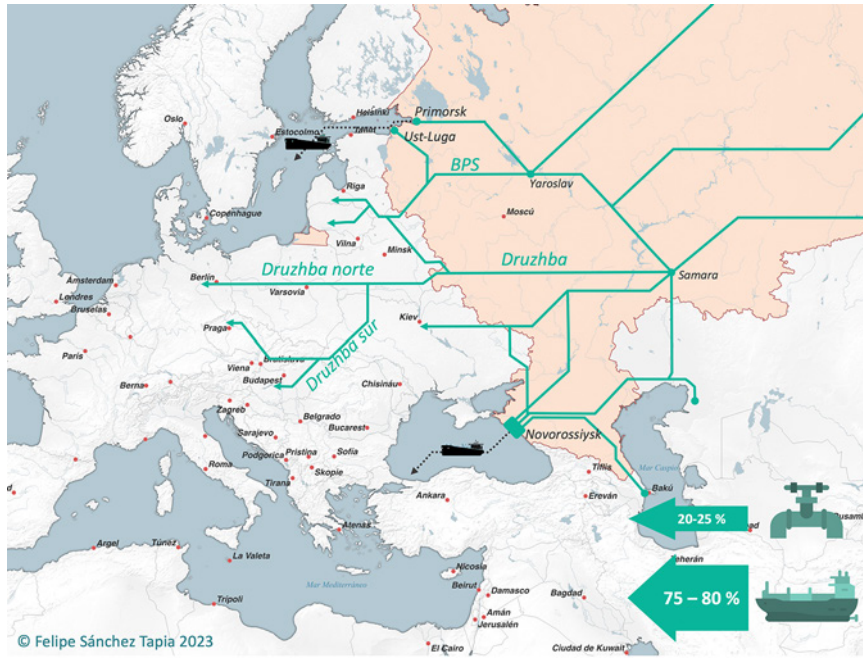


Figura 5. Esquema de red de oleoductos para el suministro de petróleo ruso a Europa. Fuente: Bruegel, IHS Markit, S&P Global Platts. Elaboración propia

Además de priorizar las medidas de ahorro[41], la estrategia europea incluye otras posibilidades entre las que se encuentra un posible retorno de Irán a los mercados globales de crudo, que podría suponer una inyección de hasta 3,7 mb/d adicionales transcurridos seis meses desde el levantamiento de las sanciones[42], lo

[40] *OIL PRICE.* (2022). OPEC Misses Production Quota By de petróleo 310,000 Bpd, 9 de diciembre [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://oilprice.com/Latest-Energy-News/World-News/OPEC-Misses-Production-Quota-By-310000-Bpd.html

[41] Parlamento Europeo. Parliament backs boost for renewables use and energy savings. Nota de prensa de 14 de septiembre de 2022 [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20220909IPR40134/parliament-backs-boost-for-renewables-use-and-energy-savings

[42] *Bloomberg.* (2022). «What Would an Iran Deal Mean for Oil Markets? 16 de agosto [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-08-16/what-would-an-iran-deal-mean-for-oil-markets

que requiere la reactivación del acuerdo nuclear (JCPOA, por sus siglas en inglés)[43]. Los europeos desean que EE. UU. retorne al pacto y acabe por levantar las sanciones sobre los iraníes, pero, a finales de 2022, estos afirman que este asunto «ya no está en la agenda»[44]. Para Rusia, la renovación del pacto plantea un dilema. Por un lado, el aislamiento internacional a que ha sido sometida la ha acercado a Irán, igualmente aislada y con amplia experiencia en sortear las sanciones internacionales (Watkins, 2021: 129), por lo que favorecer la reedición del JCPOA sería un gesto que contribuiría a reforzar esta relación estratégica. Pero por otro, si finalmente se levantan las sanciones e Irán regresa a los mercados energéticos mundiales, Rusia, que se beneficia de los actuales niveles de precios, vería sus intereses seriamente perjudicados. Solo el tiempo nos dirá en qué manera se resuelve el dilema, pero no podemos descartar que, al menos indirectamente, ponga trabas a la conclusión de un acuerdo que los europeos desean.

2.3.2. El problema del gas

Al contrario de lo que ocurre con el petróleo, la mayoría del gas ruso (algo más del 85% en 2021)[45] se transporta a través de una vasta red de gasoductos que fluyen, en general, en dirección este-oeste, lo que da rigidez al sistema (figura 6). Este resulta ser el principal escollo para la desconexión, especialmente para aquellos países centroeuropeos que, carentes de salida al mar, disponen de escasas alternativas.

Sustituir esa cantidad no resulta posible a corto plazo y ciertamente difícil a medio. En este caso, la estrategia establece objetivos muy concretos, comenzando por considerar que las medidas del paquete *Objetivo 55* permitirían una reducción en la demanda de 116 bcm, un 30% del total. A partir de ahí, la UE se ha propuesto atacar el problema en tres frentes, coincidentes con los bloques de medidas del REPowerEU:

1. *Medidas de ahorro,* con las que se pretende alcanzar una reducción en el consumo anual europeo de unos 59 bcm, lo que se conseguirá tanto por los cambios conductuales que

[43] Joint Comprehensive Plan of Action.

[44] US Department of State. (2022). Press Briefing, de 20 de diciembre [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.state.gov/briefings/department-press-briefing-december-20-2022/#post-406519-IRAN

[45] *BP Statistical Review of World Energy 2022*. 71st edition.

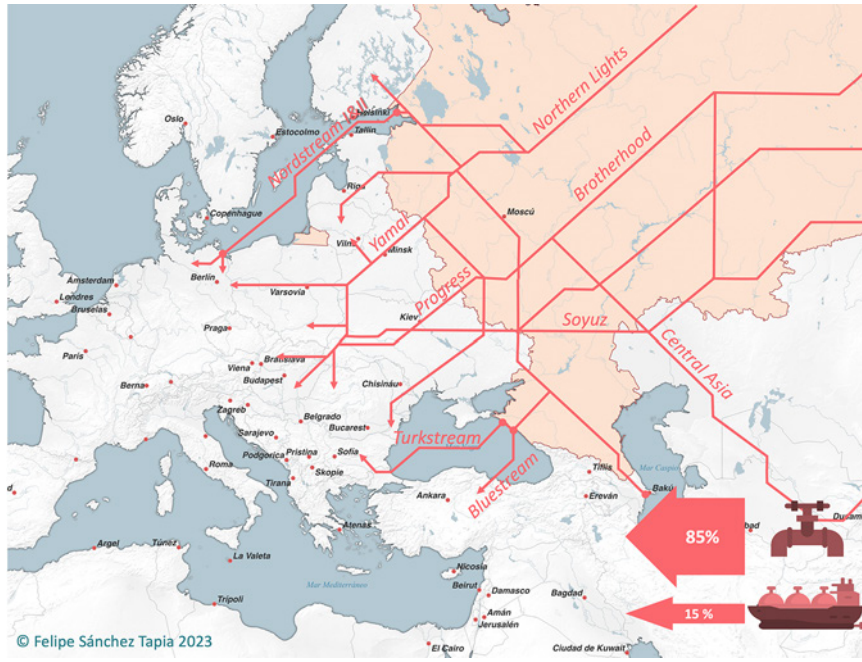


Figura 6. Esquema de red de gasoductos para el suministro de gas natural ruso a Europa. Fuentes diversas. Elaboración propia

se espera adopten los ciudadanos como por mejoras en la eficiencia energética en los sectores residencial e industrial.

2. *Diversificación de los combustibles,* lo que incluye un objetivo de remplazar suministros rusos mediante la importación de unos 50 bcm de GNL procedentes de EE. UU., algo más del doble de lo importado en 2021[46], y otros 10 bcm por gasoducto con otros orígenes, entre los que se encontraría el Cáucaso, además de un ahorro adicional de unos 44 bcm por el uso potencial de combustibles alternativos (biometano e hidrogeno). Debe señalarse que el incremento de las importaciones de GNL desde EE. UU. ya formaba parte de la estrategia energética europea desde la firma en 2018 de un acuerdo al respecto entre ambas partes[47].
3. *Impulso a la electricidad renovable* (solar y eólica), que podría sustituir otros 21 bcm adicionales.

[46] *BP Statistical Review of World Energy 2022*. 71st edition. Junio de 2022.

[47] Comisión Europea. (2018). Joint U.S.-EU Statement following President Juncker's visit to the White House, 25 de julio [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/STATEMENT_18_4687

Tan solo las nuevas medidas incluidas en el plan, sin contar los 116 bcm del paquete *Objetivo 55*, supondría la posibilidad de sustituir unos 163 bcm anuales, por encima de los 155 bcm importados desde Rusia en 2021[48]. Es un plan no carente de optimismo que, además de tiempo, requiere *inversiones inteligentes* en infraestructura por valor de casi 300.000 millones de euros (parte de ellos ya incluidos como PIC)[49].

El REPowerEU contempla también la puesta en marcha de reformas regulatorias y procedimentales, entre las que destaca el establecimiento de una plataforma energética de la UE para la compra común voluntaria de gas, GNL e hidrógeno, aprovechando las ventajas que una negociación a mayor escala proporcionaría, pues la eliminación de los efectos perniciosos de la competencia entre Estados miembros debería traducirse en mejores condiciones contractuales. Debe destacarse que esta plataforma ha quedado abierta a su explotación por los países de la Comunidad de la Energía, organización internacional fundada en 2006 con la finalidad de establecer un mercado integrado para la electricidad y el gas natural y formada por la UE, los países de los Balcanes occidentales, Ucrania, Moldavia y Georgia y en la que, además, Noruega, Armenia y Turquía son observadores[50].

2.3.3. Un balance provisional (situación a 1 de enero de 2023)

Tras la entrada en vigor el 5 de diciembre de 2022 de la prohibición de importaciones de crudo ruso por vía marítima, a finales de ese mismo mes y con respecto al mes de enero de ese mismo año (máximo anual), la UE había conseguido reducirlas en más de un 80 %, siendo la excepción búlgara responsable de la mayor parte del crudo que aún llega a puertos europeos[51]. Ese mismo mes y sin estar sometidas a embargo, las importaciones de gas natural por gasoducto cayeron hasta los 3 bcm desde el máximo anual de 12 bcm (mes de marzo)[52], habiéndose interrumpido completamente el flujo por los gasoductos Yamal y Nordstream, este último inutilizado mediante un acto de sabotaje

48 Comisión Europea. (2022). In focus: Reducing the EU's dependence on imported fossil fuels, 20 de abril [en línea]. [Consulta: agosto de 2022]. Disponible en: https://ec.europa.eu/info/news/focus-reducing-eus-dependence-imported-fossil-fuels-2022-apr-20_en

49 Plan REPowerEU. *Op. Cit.,* Anexo 1.

50 Treaty establishing Energy Community. (25 de octubre de 2005). [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://www.energy-community.org/legal/treaty.html

51 *Bruegel.* Russian crude oil tracker.

52 *Bruegel.* European natural gas imports.

aún no aclarado y que cierra la puerta a que Alemania, en ningún caso, pueda siquiera considerar el futuro suministro de gas ruso por esta vía. Todo ello indica que tanto sanciones como otras medidas de reducción de la dependencia se ejecutan de forma satisfactoria, aunque valorar sus efectos reales sobre la economía rusa, apenas transcurrido un mes desde la entrada en vigor del embargo al petróleo, resulta prematuro.

Rusia se ha adaptado con rapidez al nuevo escenario y ha sido capaz de, gracias a la aplicación de importantes descuentos, reencaminar gran parte de los recursos no suministrados a la UE hacia otros mercados, como, por ejemplo, China, India y Turquía[53], lo que le ha permitido mitigar el impacto negativo de estas medidas en los ingresos del Estado. De hecho, hasta octubre de 2022, la Federación Rusa había conseguido unos ingresos anuales por exportaciones del sector energético superiores en 120.000 millones de dólares a los conseguidos en el mismo periodo de 2021 (Bruegel-Denertzis *et al*., 2022). Pero deducir que, por esta razón, los efectos de las sanciones pueden ser fácilmente soslayados podría llevarnos a conclusiones equivocadas. Como hemos visto, además de los embargos a las importaciones propiamente dichos, las sanciones inciden directamente en actividades críticas para el sector energético de manera amplia, como son la transferencia de tecnología, de la que Rusia es especialmente dependiente, o la prohibición del seguro y reaseguro del transporte marítimo de dichas mercancías a terceros países por encima del *price cap* fijado que, como ya hemos constatado, es prácticamente de alcance global. Es una medida sin precedentes y no se dispone de experiencia previa sobre sus posibles efectos, pero, potencialmente, puede acabar siendo una de las más dañinas para la economía rusa. Por el momento, en opinión de la AIE, las medidas internacionales aplicadas sobre el sector energético ruso ya están dañando seriamente su capacidad como productor y suministrador (AIE, WEO, 2022: 21) y en sus previsiones de diciembre contempla una posible caída de la producción rusa en 2023 de 1,4 mb/d, lo que, de confirmarse, debería acabar afectando seriamente a sus ingresos[54]. El tiempo dirá.

[53] *Markets Insider.* (2022). India and China are still snapping up Russian oil — but they are demanding huge bargains which is hitting Kremlin's war chest, 28 de noviembre [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://markets.businessinsider.com/news/commodities/india-china-still-buying-russian-oil-but-demand-huge-discounts-2022-11

[54] *Reuters* (2022). Oil demand growth set to slow but stay robust in 2023 -IEA, 14 de diciembre [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.reuters.com/business/energy/russias-oil-exports-rose-its-revenue-fell-ahead-price-cap-iea-2022-12-14/?taid=6399f32142021e0001d3b546&utm_campaign=trueAnthem:+Trending+Content&utm_medium=trueAnthem&utm_source=twitter

La otra cara de la moneda es el impacto que estas medidas están teniendo en la seguridad energética europea y, en este sentido, por el momento, parece que para el conjunto de la UE ha podido evitarse el temible desabastecimiento, aún a costa de elevados precios de la energía. En el momento de entrar en vigor el embargo de crudo, la UE había podido reemplazar la mayor parte de las importaciones de Rusia por fuentes alternativas como Angola, Arabia Saudita, Canadá o Brasil, habiendo duplicado en el mes de octubre las cantidades importadas mensualmente desde estos orígenes respecto a las del mes de enero de ese mismo año[55]. A pesar de ello, no puede excluirse que, con el tiempo y, especialmente, tras la entrada en vigor del embargo de derivados (5 de febrero), la competencia por los recursos no sujetos a sanciones a nivel global se incremente y genere grandes tensiones en los mercados.

En cuanto al gas natural, los niveles de almacenamiento a mediados de diciembre superaban el 95% de la capacidad total, un 15% por encima de la media de los últimos 5 años[56], lo que, unido a una caída de la demanda debida, al menos en parte, a unas temperaturas excepcionalmente suaves en Europa al comienzo del invierno, permite albergar cierto optimismo.

Es posible que, finalizado el periodo invernal, el balance acabe siendo positivo y, al fin y al cabo, se instale la falsa sensación de que, una vez sorteadas las mayores y más evidentes dificultades, el problema haya quedado definitivamente resuelto. Sería un error, pues, como asegura el Fondo Monetario Internacional (FMI):

«La crisis energética, sobre todo en Europa, no es un shock transitorio. El reordenamiento geopolítico de las fuentes de suministro de energía como consecuencia de la guerra de Rusia contra Ucrania es de carácter amplio y permanente. El invierno de 2022 será difícil para Europa, pero es probable que el de 2023 sea peor»[57].

[55] Eurostat. Imports of oil and petroleum products by partner country - monthly data [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_TI_OILM__custom_4196142/default/table?lang=en

[56] *IEA*. (2022). How to Avoid Gas Shortages in the European Union in 2023 [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.iea.org/reports/how-to-avoid-gas-shortages-in-the-european-union-in-2023, License: CC BY 4.0

[57] Fondo Monetario Internacional. (2022). Afrontar la crisis del costo de la vida. Informe de perspectivas de la economía mundial de octubre [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.imf.org/es/Publications/WEO/Issues/2022/10/11/world-economic-outlook-october-2022

Y en similares términos se manifiesta la AIE al estimar que «el invierno que se aproxima promete ser difícil para para los mercados de gas, poniendo a prueba la solidaridad de la UE. Y el invierno 2023-24 podría ser incluso peor» (AIE, WEO, 2022: 21). De hecho, la AIE anticipa que, de no tomarse medidas para evitarlo, la UE podría sufrir un déficit de casi 30 bcm en el suministro de gas durante el invierno 2023-24[58].

Dentro del esquema europeo de desacoplamiento, en el que cada barril de petróleo y cada m^3 de gas cuentan, la aportación de una región rica en recursos y próxima geográficamente resulta imprescindible. En los siguientes apartados centramos nuestro análisis precisamente en esta región para tratar, en primer lugar, las posibilidades que el Cáucaso-Caspio presenta como alternativa a los recursos energéticos rusos y, en segundo lugar, las dificultades geopolíticas del momento que condicionan este papel.

3. El Cáucaso-Caspio como reserva de hidrocarburos

3.1. Los recursos de la cuenca del Caspio

El mar Caspio es una de las mayores y más antiguas regiones productoras de gas y petróleo, albergando unas reservas estimadas, tanto en el mar como en tierra a menos de 100 km de la costa, de unos 48.000 mb de petróleo y más de 8 tcm de gas[59]. Todos los países ribereños nacidos del desmembramiento de la Unión Soviética son ricos en hidrocarburos y, al igual que en el caso de Rusia e Irán, han hecho de la exportación de estos recursos su principal fuente de ingresos, lo que condiciona enormemente la geopolítica de la región.

Por razones obvias, Rusia e Irán, sometidos a sanciones, quedan excluidos como potenciales exportadores hacia Europa, al menos a medio o largo plazo, por lo que, en adelante, nos centraremos esencialmente en los otros tres productores de la cuenca: Azerbaiyán, Kazajistán y Turkmenistán. Para cada uno de ellos, los datos de reservas probadas, producción, consumo interno y posibilidades de exportación pueden verse en la tabla 1.

[58] *IEA*. (2022). How to Avoid Gas Shortages in the European Union in 2023 [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.iea.org/reports/how-to-avoid-gas-shortages-in-the-european-union-in-2023, License: CC BY 4.0.

[59] *US Energy Information Administration.* (2013). Caspian Sea, 26 de agosto [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.eia.gov/international/analysis/regions-of-interest/Caspian_Sea

Petróleo

	Reservas (mbl)	Producción (mb)	Consumo (mb/d)	Exportación (mbl/d)	Observaciones
Azerbaiyán	7000	0.684	0.095	0.589	Producción limitada por cuota OPEC+
Kazajistán	30000	1.628	0.327	1.301	Producción limitada por cuota OPEC+
Turkmenistán	600	0.252	0.146	0.106	

Gas natural

	Reservas (tcm)	Producción (bcm/a)	Consumo (bcm/a)	Exportación (bcm/a)	Observaciones
Azerbaiyán	2.50	31.80	13.00	18.80	
Kazajistán	2.30	32.00	15.10	16.90	
Turkmenistán	13.60	79.30	36.70	42.60	

Created with Datawrapper

Tabla 1: Reservas (2020), producción, consumo y capacidad de exportación (2021) de hidrocarburos en la cuenca del Caspio. Fuente: BP Statistical Review, ediciones 70th y 71st, Ministerio de Energía de Azerbaiyán

En la figura 7 se identifican los principales yacimientos y sus capacidades.

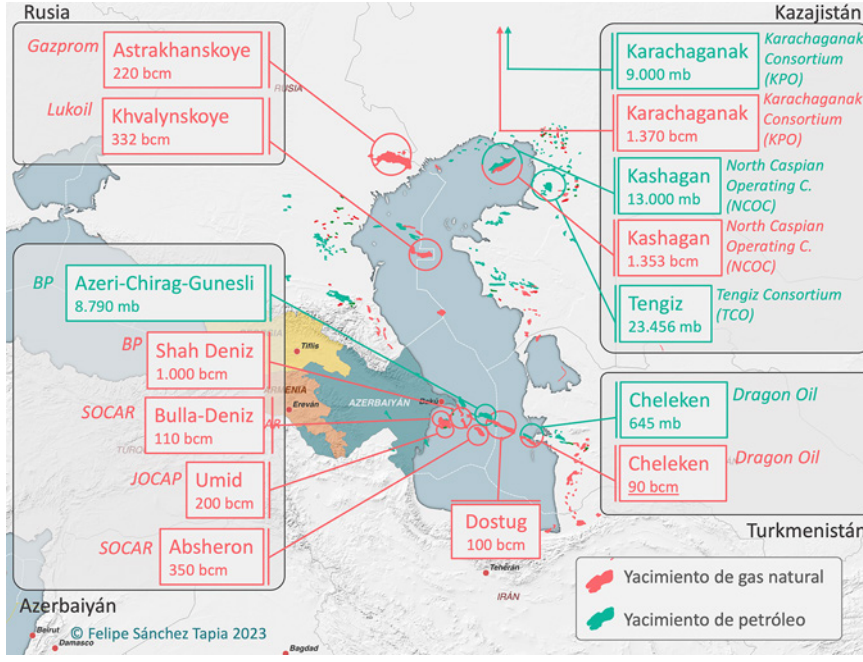


Figura 7. Principales yacimientos en la cuenca del Caspio con indicación de reservas probadas y operador principal. Fuente: US Energy Information Administration, Dragon Oil, Global Energy Monitor, Kazenergy

Otro país que podría en un futuro incorporarse al grupo de productores es Georgia, que según algunas fuentes podría disponer de unas reservas recuperables de hasta 266 bcm[60]. De momento, sin embargo, sus reservas probadas son de tan solo 8,5 bcm[61], cantidad ampliada recientemente tras el hallazgo (julio de 2022) de un yacimiento de 16 bcm cerca de la capital[62]. Desde 2020, ha iniciado actuaciones para la exploración y explotación de su plataforma continental en la zona limítrofe con Turquía, para lo que ha concedido licencia a la compañía rumana OMV Petrom, pero los primeros resultados de la campaña de estudios sísmicos que la compañía ha llevado a cabo en 2022 aún no se han dado a conocer[63].

3.2. La infraestructura para exportación

Como se ha mencionado, todos estos países han hecho de la exportación de estos recursos su principal fuente de ingresos, aunque la peculiar ubicación geográfica del Caspio, sin salidas a mar abierto, les ha obligado a adaptarse a la infraestructura de oleoductos y gasoductos existente que, de esta manera, ha impuesto cierta especialización. Por expresarlo de manera resumida, Kazajistán exporta fundamentalmente petróleo hacia Europa; Turkmenistán, gas hacia China; y Azerbaiyán, ambos recursos hacia Turquía y Europa. Comencemos con el petróleo.

3.2.1. Red de oleoductos

El 7% del petróleo y derivados importado en la UE en los primeros 10 meses de 2022 ha tenido origen en esta región, en concreto, un 2,39% de Azerbaiyán y un 4,61% de Kazajistán[64], disponiéndose para ello de las rutas que figuran en la figura 8.

---

[60] Sabadus, A. (2021). Why the Black Sea could emerge as the world's next great energy battleground. *Atlantic Council*, 30 de marzo [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.atlanticcouncil.org/blogs/ukrainealert/why-the-black-sea-could-emerge-as-the-worlds-next-great-energy-battleground/

[61] *Worldometer.* (2015). Georgia Natural Gas. [Consulta: agosto de 2021]. Disponible en: https://www.worldometers.info/gas/georgia-natural-gas/

[62] *Georgia Today*. (2022). Presence of 16 bln Cubic Meters of Gas Deposits Confirmed in Georgia, 11 de julio de 2022 [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://georgiatoday.ge/presence-of-16-bln-cubic-meters-of-gas-deposits-confirmed-in-georgia/

[63] OMV Petrom. OMV Petrom Exploration & Production portfolio & locations [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.omvpetrom.com/en/our-business/exploration-and-production/portfolio-and-locations

[64] *Eurostats.* Imports of oil and petroleum products by partner country - monthly data. *Data Browser* [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://

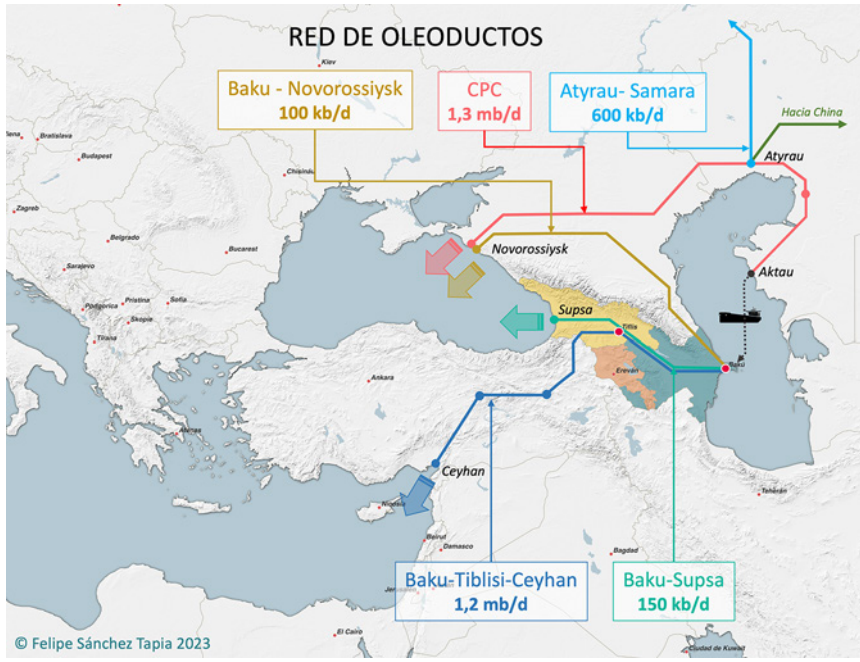


Figura 8. Red de oleoductos en el Cáucaso-Caspio. Fuente: Ministerio de Energía de Azerbaiyán, Caspian Pipeline Consortium. Elaboración propia

- Azerbaiyán cuenta con tres oleoductos: el Baku- Novorossiysk, con una capacidad de 100 kb/d; el Baku-Supsa (Western Route Export Pipeline, WREP), 150 kb/d; y, sobre todo, el Baku-Tiblisi-Ceyhan (BTC), con una capacidad de 1,2 mb/d. El 80% del crudo azerí se transporta por este último oleoducto y su ubicación en algún tramo a menos de 50 km de la zona de conflicto en Nagorno-Karabaj lo hace especialmente vulnerable. Así se mostró el pasado mes de octubre durante el periodo de elevadas tensiones entre Armenia y Azerbaiyán, denunciando este último haber sufrido ataques con cohetes sobre su red de oleoductos[65].

Adicionalmente, desde 2008 Azerbaiyán transporta por ferrocarril hasta el puerto georgiano de Batumi pequeñas cantidades

ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_TI_OILM__custom_4222034/default/table?lang=en

65 *S&P Global Commodity Insights.* (2022). Major Caucasus oil, gas pipelines unaffected by rocket attack: Azerbaijan's Socar, 7 de octubre [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.spglobal.com/commodityinsights/ko/market-insights/latest-news/natural-gas/100720-major-caucasus-oil-gas-pipelines-unaffected-by-rocket-attack-azerbaijans-socar

de crudo procedente de Kazajistán y Turkmenistán, además del propio extraído del yacimiento Azeri-Chirag-Gunesli[66].

- Kazajistán no dispone de conexiones directas con Europa y la mayoría de sus exportaciones en esa dirección debe hacerlas utilizando el oleoducto del Caspian Pipeline Consortium (CPC), compartido con la Federación Rusa y que enlaza sus yacimientos en el Caspio con la terminal rusa de Novorossiysk[67]. Con una capacidad de 1,3 mb/d, este oleoducto es crítico para Kazajistán, pues por él transcurre el 80% de sus exportaciones de crudo (1,2 mb/d en 2021)[68].

Técnicamente, también pueden enviarse hacia Europa pequeñas cantidades por el oleoducto Atyrau-Samara, que conecta con la red rusa. De hecho, esta posibilidad se encuentra en consideración, previéndose la utilización del oleoducto Druzhba para el suministro de crudo kazajo a Alemania, que desde el 1 de enero de 2023 ha suspendido voluntariamente las importaciones de todo el petróleo que recibía de Rusia por esta vía[69]. Como es natural, esta opción requiere el consentimiento de la Federación Rusa, no siendo previsible que facilite su puesta en marcha sin obtener nada a cambio. En cualquier caso, debe tenerse en consideración que las cantidades previstas para esta operación, unos 24 kb/d a lo largo de 2023[70], están lejos de ser la solución al problema. A modo de referencia, en enero de 2022, Alemania recibió por esa vía 378 kb/d[71].

---

66 Ministerio de Energía de Azerbaiyán.

67 El consorcio incluye 11 compañías rusas y kazajas. Web del CPC [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.cpc.ru/EN/about/Pages/shareholders.aspx

68 *Reuters.* (2022). Analysis: Oil majors face output slump, deep losses if Russia stops Kazakh pipeline, 11 de julio [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.reuters.com/business/energy/oil-majors-face-output-slump-deep-losses-if-russia-stops-kazakh-pipeline-2022-07-11/

69 *Bloomberg.* (2022). Germany's Pivot to Piped Kazakh Oil Looks Like a Pipe Dream, 21 de diciembre de 2022 [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-12-21/germany-s-pivot-to-piped-kazakh-oil-looks-like-a-pipe-dream

70 *Pipeline&Gas Journal.* (2023). Kazakhstan to Raise Supply of Oil to Germany Via Druzhba Pipeline in 2023, 2 de enero. Disponible en: https://pgjonline.com/news/2023/january/kazakhstan-to-raise-supply-of-oil-to-germany-via-druzhba-pipeline-in-2023

71 *S&P Global Commodity Insights*. (2022). Impact of the Russia-Ukraine crisis on «full shutdown» of the Druzhba pipeline network to Europe, 16 de marzo [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/research-analysis/impact-of-the-russia-ukraine-crisis-on-full-shutdown.html

El tránsito y la copropiedad de estos activos con la Federación Rusa otorga a esta última gran capacidad de interferir en las exportaciones de Kazajistán. La orden de suspensión de las operaciones del CPC impartida por un tribunal ruso en julio de 2022, emitida dos días después de que el presidente de Kazajistán, Kassym-Jomart Tokayev, asegurase al del Consejo Europeo que su país estaba preparado para «utilizar el potencial de sus hidrocarburos en aras de estabilizar los mercados energéticos europeos y globales»[72], aunque levantada días después, dejó meridanamente claro a los países de Asia Central que aún deben contar con Moscú[73].

Apenas existen alternativas a estas rutas y la única opción viable a la utilización del territorio ruso es desviar crudo hacia el BTC en Azerbaiyán, lo que requiere la utilización de una flotilla de pequeños petroleros con escasa capacidad que enlacen el puerto kazajo de Aktau con Baku. El Gobierno kazajo prevé enviar por esta ruta cantidades modestas, empezando por 1,5 millones de toneladas en 2023, con intención de ampliarlas a 6,5 millones de toneladas en años sucesivos[74].

En total, unos 2,75 mb/d del Caspio podrían salir a los mercados globales desde los puertos del mar Negro y del Mediterráneo, pero más de la mitad de esta cantidad no puede hacerlo sin la potencial interferencia directa de Rusia. Y no es de esperar que, en las actuales circunstancias, ponga las cosas fáciles.

3.2.2. Red de gasoductos

- Azerbaiyán es el único suministrador de gas a la UE desde el Caspio, y lo hace a través de la expansión del gasoducto del Cáucaso Meridional (SCPX, con capacidad de 24 bcm/a, ampliables a 31)[75], que conecta con el gasoducto de Trans-Ana-

[72] *Interfax.* (2022). Kazakhstan ready to help stabilize energy prices on European, global markets - Tokayev, 4 de julio [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://interfax.com/newsroom/top-stories/80918/

[73] *Reuters.* (2022). Russian court lifts suspension for Caspian pipeline operations, 11 de julio [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.reuters.com/business/energy/caspian-pipeline-fined-russia-suspension-lifted-2022-07-11/

[74] *Eurasianet.* (2022). Kazakhstan starts exporting oil through Middle Corridor from New Year, 11 de noviembre [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://eurasianet.org/kazakhstan-starts-exporting-oil-through-middle-corridor-from-new-year

[75] *SOCAR Midstream.* (2021). South Caucasus Pipeline (SCP) Gas Export Pipeline [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.socarmidstream.az/project/scp/#cover

tolia (TANAP, 16 bcm/a ampliables a 31)[76] que, a su vez, enlaza con el gasoducto Trans-Adriático (TAP, 10 bcm/a)[77]. El último tramo de esta combinación, el TAP, entró en servicio a finales de 2020[78] y, funcionando ya a pleno rendimiento, ha suministrado en 2022 más de 10,3 bcm de gas natural del Caspio hacia Europa. Puede parecer una cantidad pequeña para la UE, pero lo cierto es que estas exportaciones se concentran en tres países, Bulgaria, Grecia e Italia, para los que el gas azerí supone un 46 %, un 26% y un 27 %, respectivamente, cantidades que les resultan vitales[79]. Desde el 1 de enero de 2023, Rumanía se ha sumado a este grupo de países[80].

Además de esta combinación, Azerbaiyán dispone de otras rutas para exportación, aunque no resultan adecuadas para alcanzar los mercados europeos. Se trata de antiguos gasoductos de la época soviética que han sido rehabilitados: el Hajigabul-Astara, que permite exportar gas hacia Irán, para que este, a su vez, mediante un *swap*, lo haga hacia el enclave de Najichevan[81]; el Hajigabul-Gazakh-Saguramo, que permite la exportación de 8,7 bcm/ a Georgia; y el Hajigabul-Shirvanovka-Mozdok, que con una capacidad de 10 bcm/a ha sido utilizado para exportaciones entre Rusia y Azerbaiyán en ambas direcciones[82] (figura 9).

- Turkmenistán es el mayor productor de gas de la región (79 bcm/a), pero carece de infraestructura para exportar hacia Europa. El 75% de sus exportaciones se dirigen a China y el 25% restante a la Federación Rusa[83].

[76] *Ibid*.

[77] Web de Trans Adriatic Pipline [en línea]. [Consulta octubre de 2022]. Disponible en: https://www.tap-ag.com/

[78] *Trans Adriatic Pipeline.* TAP Starts Commercial Operations. Nota de prensa de TAP de 15 de noviembre de 2020 [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.tap-ag.com/news/news-stories/tap-starts-commercial-operations

[79] EUROSTAT.

[80] *AzerNews.* (2022). Azerbaijan expands geography of its gas supplies, 23 de diciembre [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.azernews.az/oil_and_gas/203966.html

[81] El acuerdo entre Irán y Azerbaiyán data de 2005. *Agencia MEHR* (2022). Azeri president thanks Iran for assisting Nakhchivan*,* 13 de abril [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://en.mehrnews.com/news/185681/Azeri-president-thanks-Iran-for-assisting-Nakhchivan

[82] Ministerio de Energía de Azerbaiyán.

[83] *BP Statistical Review of World Energy 2022*. 71st edition. Junio de 2022.

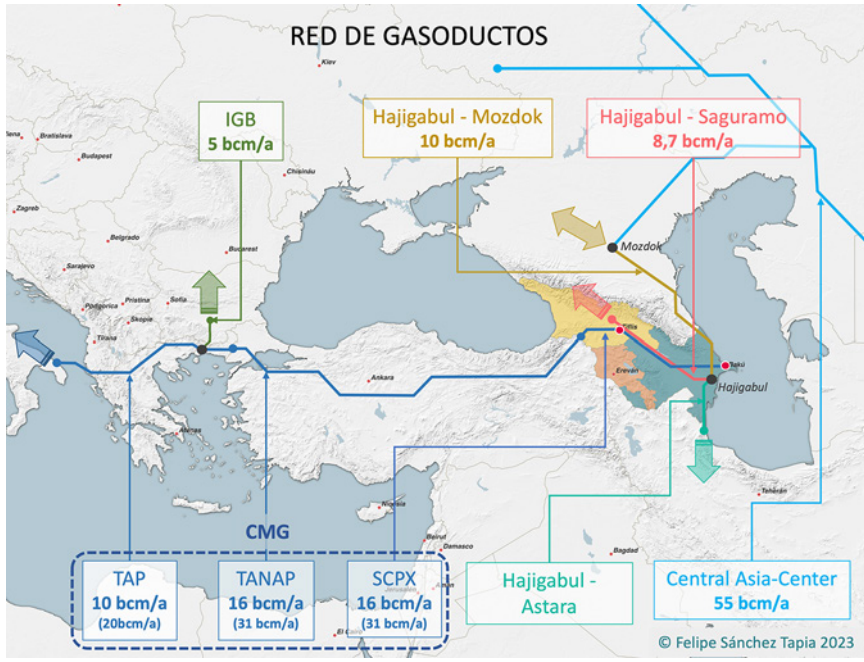


Figura 9. Red de gasoductos en el Cáucaso-Caspio. Fuente: Ministerio de Energía de Azerbaiyán, Global Energy Monitor. Elaboración propia

- Kazajistán es igualmente productor de gas natural (32 bcm/a), pero tampoco dispone de gasoductos hacia Europa[84]. Sus exportaciones se dirigen igualmente hacia China y Rusia a través del gasoducto Central Asia-Center, operado por Gazprom[85].

3.2.3. El Corredor Meridional de Gas

La mencionada combinación de gasoductos SCPX-TANAP-TAP forma parte del Corredor Meridional de Gas (CMG)[86], uno de los corredores europeos prioritarios identificados ya en 2013 en el marco del desarrollo de las Redes Transeuropeas de Energía (RTE-E)[87]. El proyecto original, incluido meses más tarde en la primera lista

84 *Ibid*.

85 *Offshore Technology*(2021). Central Asia–Center, Turkmenistan, 29 de octubre [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.offshore-technology.com/marketdata/central-asia-center-gas-pipeline-turkmenistan/

86 En inglés, *Southern Gas Corridor*, SGC.

87 Parlamento Europeo. Reglamento (UE) No 347/2013, relativo a las orientaciones sobre las infraestructuras energéticas transeuropeas y por el que se modifica la Decisión no 1364/2006/CE y se modifican los Reglamentos (CE) n o 713/2009, (CE) no 714/2009 y (CE) n o 715/2009, de 17 de abril de 2013, Anexo I [en línea]. [Consul-

de Proyectos de Interés Común (PIC) de la UE, constaba de cuatro grupos de infraestructuras (*clusters*) (figura 10)[88]:

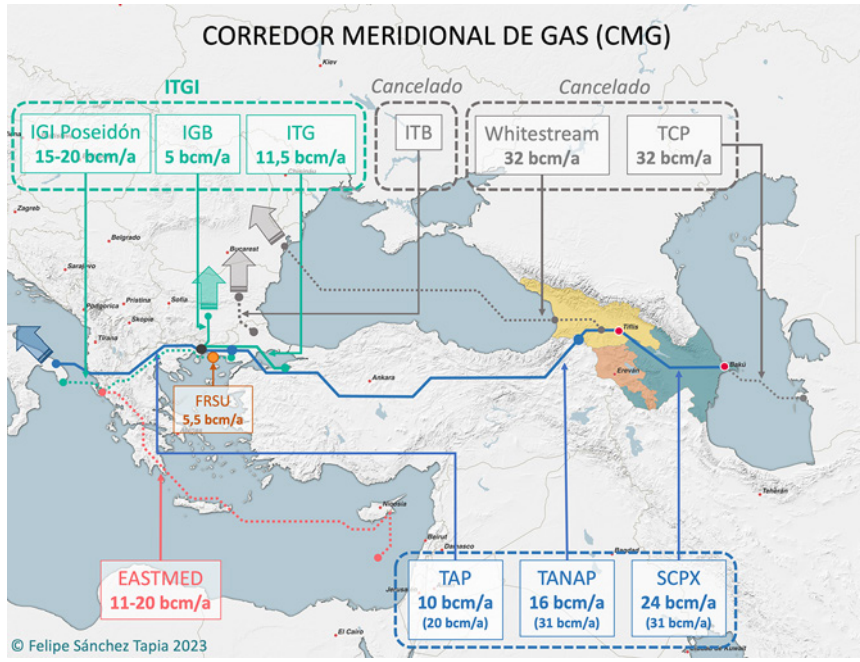


Figura 10. El Corredor Meridional de Gas (CMG). Fuente: Comisión Europea. Elaboración propia

- Un primer grupo para el transporte de, al menos, 10 bcm/a de nuevas fuentes en el Caspio cruzando Azerbaiyán, Georgia y Turquía. Este primer grupo está formado por la combinación SCPX-TANAP-TAP y se complementa con la ampliación de la red de distribución de gas hacia los países del sureste europeo. Esta última ampliación, denominada interconector Turquía-Grecia-Italia (ITGI), constaba originalmente de tres secciones:

ta: octubre de 2022]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R0347&from=EN

88 Comisión Europea. Reglamento Delegado (UE) N.º 1391/2013, de 14 de octubre de 2013 [en línea]. [consulta: septiembre de 2022]. Disponible en https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32013R1391&from=EN . Los PIC activos pueden consultarse en Comisión Europea. Quinta lista de PIC (The Union List of Projects of Common Interest), 19 de noviembre de 2021 [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-11/fifth_pci_list_19_november_2021_annex.pdf

1. La conexión Turquía-Grecia, que ya estaba en funcionamiento desde 2007, con una capacidad de 11,5 bcm/a[89].
2. El interconector Grecia-Italia, conocido como IGI Poseidón que, en competencia con TAP, no ha llegado a construirse y cuyo futuro, aunque aún mantiene su condición de PCI[90], es incierto.
3. El interconector Grecia-Bulgaria (IGB), que con una capacidad inicial de 3 bcm ampliables a 5 bcm, en función de futuras necesidades comerciales, entró en servicio el pasado 1 de octubre de 2022[91]. Además de recibir gas de TAP, podría hacerlo de la planta regasificadora de Alejandrópolis (5,5 bcm/a, en construcción)[92] o de los yacimientos del Mediterráneo oriental, a través de EASTMED (ver más adelante) e IGI Poseidón.

- Un segundo grupo de infraestructuras se planificó para el transporte de, al menos, 8 bcm/a (posteriormente ampliados a 32 bcm/a) desde nuevas fuentes en el Caspio (Azerbaiyán y Turkmenistán) hasta Rumanía, a través de Georgia y cruzando el mar Negro. Incluye dos proyectos de gasoductos: el Trans-Caspiano (TCP) y el Whitestream, enlazándose ambos a través de la expansión del SCP. Las desavenencias políticas entre Azerbaiyán y Turkmenistán sobre la delimitación de las aguas del Caspio relegaron al olvido este proyecto y en 2015 perdió la consideración de PIC[93].
- Con un tercer grupo se consideraba el transporte de cantidades, sin especificar, desde los yacimientos en el Mediterráneo

[89] *DEPA.* (2010). ITGI pipeline: Edison, DEPA and BOTAS sign agreement for the transit in Turkey. Nota de prensa de 10 de junio [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.depa.gr/itgi-pipeline-edison-depa-and-botas-sign-agreement-for-the-transit-in-turkey/?lang=en

[90] Comisión Europea. Offshore gas pipeline connecting Greece and Italy. Ficha de PCI 7.3.3. [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://ec.europa.eu/energy/maps/pci_fiches/PciFiche_7.3.3.pdf

[91] Comisión Europea. (2022). Launch of the Interconnector Greece-Bulgaria. Nota de prensa de 1 de octubre [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://ec.europa.eu/info/news/launch-interconnector-greece-bulgaria-2022-oct-01_en

[92] Balkan Green Energy News. (2022). Launch of works on Alexandroupolis LNG terminal in Greece, 3 de mayo [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://balkangreenenergynews.com/launch-of-works-on-alexandroupolis-lng-terminal-in-greece-heralds-reduced-dependence-on-russian-gas-for-the-balkans/

[93] Comisión Europea. (2015). Segunda lista de PIC, de 18 de noviembre [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0089&from=EN

Oriental e incluye el gasoducto EASTMED[94], con una capacidad inicial de 11 bcm/a, ampliable a 20 bcm/a[95]. Este proyecto está aún en fase de diseño y aunque se contempla su entrada en servicio a finales de 2027, las dificultades tanto técnicas como, sobre todo, geopolíticas propias del Mediterráneo oriental permiten plantear ciertas dudas sobre su viabilidad (Sánchez Tapia, 2020).

- El último grupo contemplaba la conexión entre Turquía y Bulgaria (ITB), con una capacidad mínima de 3 bcm/a y que tampoco llegó a completarse. Aunque el Gobierno búlgaro aún lo contempla[96], en 2017 perdió su condición de PIC[97].

3.3. Contribución actual de la región Cáucaso-Caspio y posibilidades de futuro

Como se puede apreciar, el Cáucaso-Caspio dispone de reservas suficientes para, *a priori*, satisfacer las expectativas europeas de diversificación de fuentes de suministro, tanto en lo que al petróleo como al gas natural se refiere. Sin embargo, varias son las dificultades que se plantean.

Con respecto al crudo, el potencial incremento en el suministro se ve afectado por dos factores. En primer lugar, por las cuotas de producción aplicadas a Azerbaiyán y Kazajistán como miembros de la asociación OPEP+, de la que ambos obtienen beneficios. Así, por ejemplo, Azerbaiyán ha podido en 2022 incrementar sus ingresos por exportaciones de petróleo en casi un 50% a pesar de haber disminuido su producción en un 4,9 %[98]. Es probable que, a pesar de la presión que tanto desde EE. UU. como de la UE pudiera ejercerse, ambos países

[94] Comisión Europea. (2022). Pipeline from the East Mediterranean gas reserves to Greece. Ficha de PCI 7.3.1. [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://ec.europa.eu/energy/maps/pci_fiches/PciFiche_7.3.1.pdf

[95] IGI Poseidón, East-Med Poseidon project, [Consultado diciembre de 2022], disponible en https://igiposeidon.com/eastmed/

[96] Web del Ministerio de Energía de la República de Bulgaria. Gas Interconnection Turkey – Bulgaria (ITB) [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://www.me.government.bg/en/themes/gas-interconnection-turkey-bulgaria-itb-913-0.html

[97] Comisión Europea. (2017). Tercera lista de PCI, 23 de noviembre [en línea]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/ALL/?uri=CELEX:32018R0540

[98] *APA.* (2022). Azerbaijan's oil export incomes increased by 49%, 16 de diciembre [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://apa.az/en/energy-and-industry/azerbaijans-oil-export-incomes-increased-by-49-391874

opten, prioritariamente, por respetarlas. Y en segundo lugar, por la necesidad del crudo procedente de Kazajistán de atravesar el territorio de la Federación Rusa y utilizar sus terminales para alcanzar los mercados europeos. No es una vulnerabilidad menor.

En lo relativo al gas natural, los más de 10 bcm exportados en 2022 por Azerbaiyán suponen algo más de un 2% del consumo anual de los países de la UE, estimado en unos 480 bcm en 2021[99] pretendiéndose, tal y como se fijó en el Memorandum de Entendimento (MdE) entre la UE y Azerbaiyán firmado en julio pasado, duplicar estas cantidades antes de 2027 hasta alcanzar los 20 bcm[100]. No obstante, a pesar de las buenas intenciones y a corto plazo, las estimaciones para el año 2023 sitúan las exportaciones en torno a los 11,6 bcm, un incremento más bien modesto[101]. En este caso, el principal cuello de botella se encuentra en la infraestructura disponible. Cualquier solución requiere incrementar la capacidad tanto de los tramos SCPX y TANAP, lo que no implica grandes dificultades (Cutler, 2022), como, sobre todo, la de TAP, que debería duplicarse hasta alcanzar los 20 bcm/a. Esta cuestión está actualmente en estudio y fuentes de la compañía han indicado que la decisión podría tomarse en 2023, aun previendo que, en cualquier caso, se necesitaría un mínimo de tres años para comenzar a operar con una capacidad ampliada y un total de cinco años, es decir, hasta 2028, para que el gasoducto estuviese en condiciones de operar a plena capacidad[102].

Por otro lado, se cuestiona la capacidad de Azerbaiyán para duplicar su producción desde los niveles actuales. Algunas estimaciones sitúan en torno a los 15-16 bcm/a la capacidad máxima que Azerbaiyán podría suministrar en 2027, 5 o 6 bcm/a por debajo del objetivo europeo (Muradov, 2022). Aquí entraría en juego la posible contribución de Turkmenistán, que podría cubrir

99 *BP Statistical Review of World Energy* 2022, 71st edition. Junio de 2022.

100 Comisión Europea. (2022). La Unión y Azerbaiyán mejoran las relaciones bilaterales, incluida la cooperación en materia de energía. Nota de prensa de 18 de julio [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/IP_22_4550

101 *Reuters.* (2022). Azerbaijan sees gas exports to Europe edging up in 2023, Interfax reports, 17 de diciembre [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.reuters.com/business/energy/azerbaijan-sees-gas-exports-europe-edging-up-2023-interfax-2022-12-17/

102 *Reuters.* (2022). Final decision on doubling TAP gas link capacity in early 2023, execs says, 6 de septiembre [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.reuters.com/business/energy/final-decision-doubling-tap-gas-link-capacity-early-2023-exec-says-2022-09-06/

este déficit, e incluso más, utilizando para ello la infraestructura gasística de Azerbaiyán. Ello, no obstante, se encontraría con las dificultades ya descritas respecto a la ampliación del SCPX-TANAP-TAP. Fuentes abiertas ya han reconocido la existencia de negociaciones entre Turkmenistán, Azerbaiyán, Georgia, Turquía y la UE sobre este particular[103].

La firma en 2018 de la Convención sobre el Estatuto Legal del Mar Caspio, que fija las reglas de distribución de los recursos en estas aguas entre los países ribereños[104], ha posibilitado el acuerdo entre Turkmenistán y Azerbaiyán (21 de enero de 2021) para explotación conjunta del yacimiento de gas *Dostlug* (en azerí, amistad), situado en el Caspio con unas reservas de unos 100 bcm y compartido por ambos países[105]. Con este acuerdo se abre la puerta a la reactivación del segundo bloque de infraestructuras del CMG arriba descritas, en concreto, el gasoducto Trans-Caspiano (TCP) que, uniendo ambos países, atraviesa el Caspio y enlaza con la red azerí. El TCP es un proyecto ambicioso para el que, una vez más, se requieren unos plazos de ejecución considerables y cuya rentabilidad a largo plazo es cuestionable, debiendo contar, además, con la previsible interferencia de Rusia para evitar que prospere.

Como alternativa, la compañía norteamericana Trans Caspian Ressources Inc. (TCRI) ha sugerido recientemente la construcción del *conector del Caspio*, versión reducida del TCP (en realidad, la fase I del TCP), que con una longitud de 42 millas náuticas se limitaría a unir yacimientos en aguas de Turkmenistán con los de Azerbaiyán. Puede resultar un proyecto de interés estratégico para la UE, pues permitiría la exportación, en un plazo de 24 meses, de entre 10 y 12 bcm/a de gas turkmeno hacia Europa (figura 11)[106].

---

103 *Silk Road Briefing.* (2022). Turkmenistan Becomes New Hunting Ground For EU Gas Supplies, 31 de marzo de 2022 [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.silkroadbriefing.com/news/2022/03/31/turkmenistan-becomes-new-hunting-ground-for-eu-gas-supplies/

104 Convention on the Legal Status of the Caspian Sea. 12 de agosto de 2018 [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://ssl.freshfields.com/noindex/Caspian%20Sea%20Convention.pdf

105 *Caspian News.* (2021). Azerbaijan, Turkmenistan Agree to Deepen Cooperation on Dostlug Offshore Field, 30 de julio [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.caspiannews.com/news-detail/azerbaijan-turkmenistan-agree-to-deepen-cooperation-on-dostlug-offshore-field-2021-7-30-0/

106 *Trans Caspian Ressources, Inc.* The Time Is Now for a Trans-Caspian Pipeline [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://transcaspianresources.us/

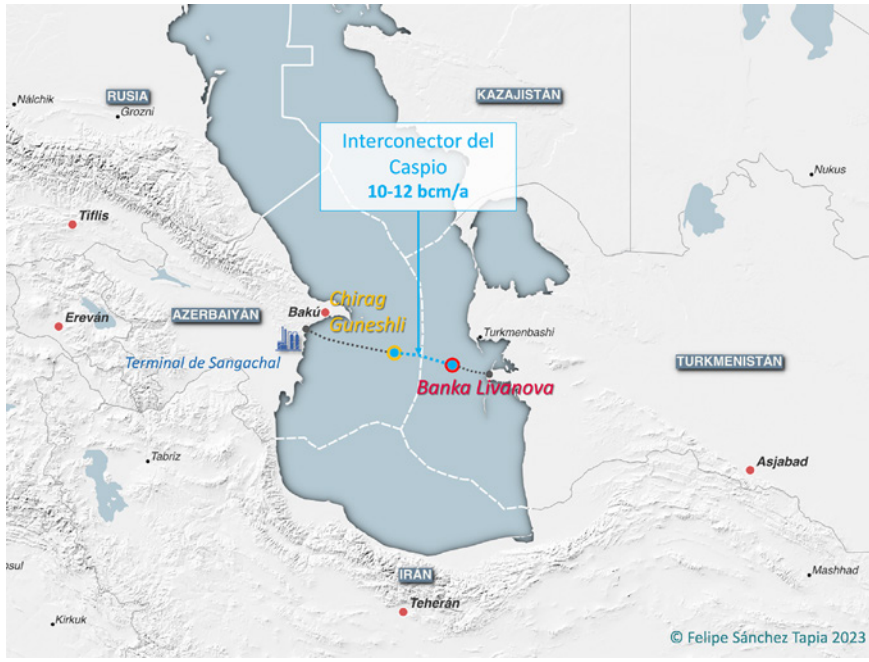


Figura 11. Conector del Caspio.
Fuente: Trans Caspian Ressources Inc. (TCRI). Elaboración propia

Los acontecimientos de los últimos meses han estimulado la búsqueda de alternativas y viejos proyectos, que habían quedado obsoletos o paralizados ante la evolución de las políticas verdes europeas, parecen cobrar nueva vida. Ese es el caso del Interconector Azerbaiyán-Georgia-Rumania (AGRI), propuesto en 2011 por estos tres países para transportar 8 bcm/a desde Azerbaiyán hasta el puerto georgiano de Kulevi, en el mar Negro, donde sería licuado para su transporte marítimo al puerto de Constanza, en Rumanía[107]. La compañía estatal azerí SOCAR ya ha firmado un MdE con la rumana Romgaz relativo a la financiación de estudios de viabilidad para la construcción de terminales de GNL (licuefacción en Georgia y regasificación en Rumanía)[108]. En cualquier caso, este proyecto difícilmente estaría concluido antes de 2027.

[107] *Georgian Oil&Gas Corporation*. Azerbaijan-Georgia-Romania Interconnector [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.gogc.ge/en/project/azerbaijan-georgia-romania-interconnector/31

[108] *SeeNews.* (2022). Romania's Romgaz, Azerbaijan's SOCAR sign MoU on Black Sea LNG project, 19 de octubre [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://seenews.com/news/romanias-romgaz-azerbaijans-socar-sign-mou-on-black-sea-lng-project-801744

Y otro tanto ocurre con otros proyectos del CMG, como el gasoducto el EASTMED, que podría proporcionar otros 11 bcm/a adicionales a partir de 2025 procedentes del Mediterráneo oriental y cuya viabilidad, por razones de rentabilidad, estaba en entredicho, o el mencionado Whitestream.

Naturalmente, ninguno de estos proyectos puede considerarse realizable a corto o medio plazo y, una vez más, su financiación dependerá de su rentabilidad final. Este es un punto clave y hay que reconocer que el escenario europeo desincentiva este tipo de inversiones milmillonarias. El propio director ejecutivo de la AIE, Fatih Birol, dejaba recientemente pocas dudas al respecto:

> «Mi preocupación es que algunos utilicen la invasión de Ucrania como excusa para poner en marcha una nueva ola de inversiones en combustibles fósiles a gran escala […] Me preocupa que esto cierre para siempre la puerta a alcanzar nuestros objetivos climáticos […] Y podrían resultar inversiones nada rentables. Aun que únicamente se realice el 50% de lo que los países han prometido, son inversiones que, en el futuro, carecerán de utilidad»[109].

La UE ha lanzado mensajes contradictorios a este respecto y, si bien ha incluido el gas natural en la taxonomía[110], el Banco Europeo de Inversiones, simultáneamente, mantiene en vigor su política de no financiar proyecto alguno relacionado con combustibles fósiles[111]. Todo apunta a que el reto será, probablemente, encontrar fuentes de financiación.

En esta situación, el desarrollo de infraestructura de uso dual para el transporte de gas e hidrógeno puede ser la tabla de salvación. Sabiendo que, de una u otra manera, los días de gloria de los combustibles fósiles ya han pasado, Kazajistán ha puesto

---

109 *S&P Global Commodity Insights.* (2022). IEA's Birol warns of high prices 'locking in' new wave of fossil fuel spending, 23 de mayo de 2022 [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/oil/052322-ieas-birol-warns-of-high-prices-locking-in-new-wave-of-fossil-fuel-spending#article0

110 Parlamento Europeo. (2022). Taxonomy: MEPs do not object to inclusion of gas and nuclear activities. Nota de prensa de 6 de julio [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20220701IPR34365/taxonomy-meps-do-not-object-to-inclusion-of-gas-and-nuclear-activities

111 Banco Europeo de Inversiones. (2019). EU Bank launches ambitious new climate strategy and Energy Lending Policy. Nota de prensa de 14 de noviembre [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.eib.org/en/press/all/2019-313-eu-bank-launches-ambitious-new-climate-strategy-and-energy-lending-policy

el punto de mira en las energías renovables, tratando de aprovechar las magníficas condiciones que este país ofrece para el desarrollo de energía solar y eólica. Recientemente, el Gobierno kazajo ha suscrito un acuerdo con la alemana Svevind Energy Group para la instalación de lo que podría ser una de las mayores plantas mundiales de producción de hidrógeno por electrólisis, unos dos millones de toneladas anuales a partir de 2032, utilizando para ello la aguas del Caspio, lo que supone, aproximadamente, una quinta parte del objetivo de 10 millones de toneladas que la UE prevé importar en 2030[112]. En esta misma línea, la UE y Kazajistán concluían en los márgenes de la COP27 en El Cairo un MdE para la producción de hidrógeno verde y suministro de otras materias primas[113]. Es un ambicioso proyecto no exento de dificultades que, además de la búsqueda de necesaria financiación (unos 40.000 o 50.000 millones de dólares, según Svevind Energy Group) se encuentra con la inexistencia de infraestructura utilizable para el transporte del hidrógeno[114]. Sin duda, el uso futuro para el transporte de fuentes de energía limpias puede ser un incentivo para una inversión que, en sus primeros momentos, podría encontrar acomodo en el esquema europeo de diversificación de fuentes de suministro de gas natural.

4. La geopolítica de la región Cáucaso-Caspio (CC): el nuevo gran juego

Como ha podido comprobarse, las posibilidades para el transporte de las prometedoras reservas del Caspio hacia los mercados europeos se ven limitadas por cuestiones de tipo técnico y financiero. No son pocas las dificultades que se presentan, pero no tienen por qué resultar insuperables, siempre que exista suficiente voluntad política en los países productores para hacerlo. Y es preciso reconocer que no carecen de ella, aunque, ciertamente, ninguno de ellos puede vivir de espaldas a las realidades de una compleja geopolítica regional que ha evolucionado en torno al vacío de poder que la Unión Soviética dejó tras de sí

112 REPowerEU. *Op. Cit.* Anexo 1.

113 Comisión Europea. (2022). COP27: European Union concludes a strategic partnership with Kazakhstan on raw materials, batteries and renewable hydrogen. Nota de prensa de 7 de noviembre [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_6585

114 *Eurasianet.* (2022). Kazakhstan: Oil-rich west to become green hydrogen hub, 28 de octubre de 2022 [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://eurasianet.org/kazakhstan-oil-rich-west-to-become-green-hydrogen-hub

con su caída. Disputas étnicas y territoriales entre los Estados que surgieron de las repúblicas exsoviéticas (Georgia, Armenia y Azerbaiyán) y entre ellos y la propia Federación Rusa, a lo que se suma la confluencia de intereses contrapuestos de potencias regionales (Turquía e Irán) y otros actores globales (EE. UU. y la UE), han acabado haciendo del Cáucaso una de las regiones más inestables del espacio postsoviético. Es lo que se ha venido a denominar el *nuevo Gran Juego,* término profusamente empleado desde los años 90 a modo de réplica del clásico *Gran Juego* que describía la pugna que durante los siglos XIX y parte del XX mantuvieron las potencias del momento, Rusia y Reino Unido, por el dominio de Asia central y que hoy en día también se ha extendido hacia el Cáucaso (Bayramov, 2021). Veamos de qué manera.

4.1. Los herederos de la URSS

Aunque oficialmente reconocidos por las organizaciones internacionales, los Estados que surgieron en el Cáucaso sur tras la disolución de la URSS lo hicieron con deficiencias en lo que, hoy en día, se consideran elementos formales de cualquier Estado moderno: Derecho, poder político, territorio y población. Con el

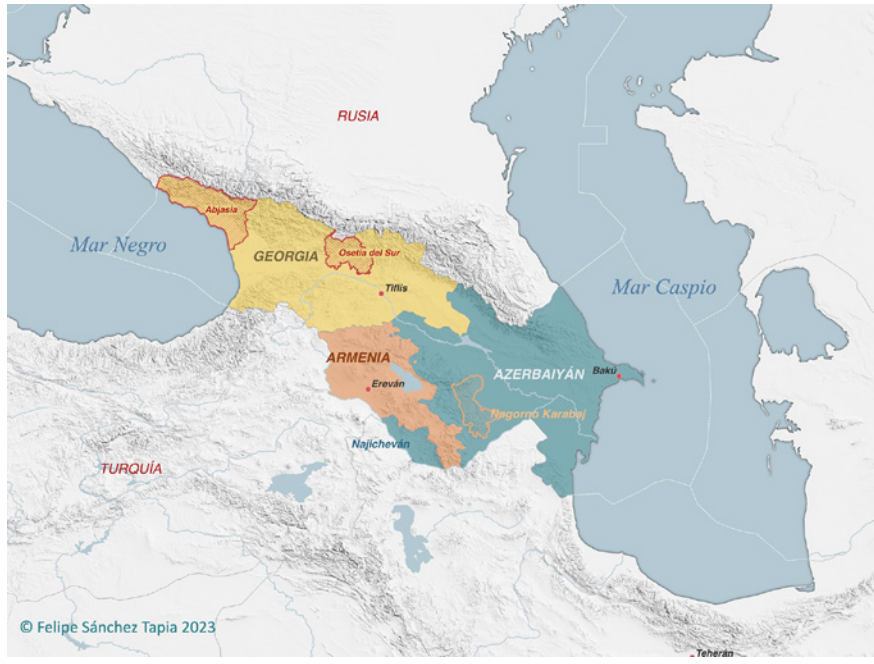


Figura 12. El Cáucaso sur

transcurso de los años se han ratificado constituciones, se han consolidado formas de poder político y se han desarrollado instituciones estatales, pero territorio y población continúan siendo origen de controversias sin resolver, entre las que destaca la de Nagorno-Karabaj, entre Armenia y Azerbaiyán y la ocupación rusa de Abjasia y Osetia del Sur, en Georgia (figura 12).

4.1.1. Georgia

De los tres países caucásicos, Georgia es el que peores relaciones mantiene con Rusia que, desde 1999, reconoce la independencia de la autodenominada República Autónoma de Abjasia, en el noroeste del país, y que, desde 2008, tras la declaración de la cumbre de la OTAN de Bucarest para integrar a Georgia en la Alianza Atlántica[115], ocupa militarmente la propia Abjasia y la región autónoma de Osetia del Sur. Esta ocupación descansa, fundamentalmente, en la visión rusa del Cáucaso sur como *zona de seguridad*, pero su argumentación, al igual que en la actualidad ocurre en Ucrania, esgrime la defensa de unas minorías étnicas defectuosamente integradas, que mantienen fuertes vínculos con la Federación Rusa y que en manera alguna habían expresado en el pasado deseos de formar un estado junto con Georgia (Matveeva, 2002).

Es precisamente la enemistad con su vecino del norte lo que ha obligado a Georgia a entablar relaciones especiales con otros dos de sus vecinos que, a su vez, mantienen una relación no siempre fácil con Rusia, Azerbaiyán y Turquía. Desde 2012, los tres han formado una asociación trilateral que abarca múltiples áreas de cooperación, incluyendo la seguridad y defensa[116]. Es significativo que los últimos ejercicios militares llevados a cabo por estos tres países en el marco de esta asociación hayan tenido como escenario la «seguridad de oleoductos y gasoductos estratégicos»[117].

[115] NATO. (2022). Relations with Georgia, 14 de julio [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.nato.int/cps/en/natohq/topics_38988.htm

[116] Declaración de Trebisonda de los ministros de Asuntos Exteriores de la República de Azerbaiyán, Georgia y la República de Turquía, de 8 de junio de 2012 [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.mfa.gov.tr/trabzon--declaration-of-the-ministers-of-foreign-affairs-of-the-republic-of-azerbaijan_-georgia-and-the-republic-of-turkey_-08-june-2012_-trabzon.en.mfa

[117] *Caucasus Watch.* (2022). Azerbaijan, Turkey, and Georgia Conduct Joint Training on Security of Strategic Pipelines, 10 de noviembre [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://caucasuswatch.de/news/6354.html

Además, disponiendo de puertos en el mar Negro que la comunican directamente con Europa, Georgia ha apostado por establecer una relación preferencial con occidente y manifiesta de manera abierta y decidida sus intenciones de integrarse en las instituciones occidentales, en particular la OTAN y la UE, que es su primer socio comercial.

4.1.2. Armenia

Armenia es el más pequeño de los tres, el étnicamente más homogéneo y el menos desarrollado desde el punto de vista económico. Sin salida al mar y flanqueado por sus dos enemigos seculares, Turquía y Azerbaiyán, Armenia ha encontrado en Rusia la mejor garantía de supervivencia, siendo el único país que mantiene en su territorio bases militares rusas[118]. Un total de 250 acuerdos y tratados internacionales apuntalan esta relación, siendo el Tratado de Amistad, Cooperación y Asistencia Mutua de 1997, que incluye el compromiso de prestarse «la ayuda mutua necesaria, incluida la militar, en ejercicio del derecho a la legítima defensa colectiva», el más importante[119]. Es precisamente esta rivalidad histórica con Azerbaiyán y Turquía lo que ha hecho de Armenia el principal aliado de Irán en la región, habiendo cimentado unas relaciones estables, positivas y duraderas. Como establece en su Estrategia de Seguridad Nacional de 2020, ambos países de benefician de una magnífica relación de vecindad que es «necesario proteger de influencias geopolíticas extrañas»[120].

La necesidad de mantener prioritariamente buenas relaciones con Rusia e Irán ha impedido a Armenia el acercamiento fluido hacia los países occidentales en la medida en que, aunque solo fuera por afinidades culturales, hubiera sido deseable. No obstante, esta deficiencia se ha visto a menudo compensada gracias a la intervención de la diáspora armenia, reconocida oficialmente

118 Georgian Foundation for Strategic and International Studies. (2018). Russian Military Forces Interactive Map [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://gfsis.org.ge/maps/view/russian-military-forces

119 *Biblioteca digital de las Naciones Unidas.* (1997). Tratado de Amistad, Cooperación y Ayuda Mutua entre la Federación de Rusia y la República de Armenia, firmado en Moscú el 29 de agosto de 1997 [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://digitallibrary.un.org/record/243780?ln=es

120 Gobierno de Armenia (2020). National Security Strategy of the Republic of Armenia, julio, p. 12. [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.gov.am/en/National-Security-Strategy/

como instrumento al servicio de la política exterior del Estado[121]. Las numerosas comunidades armenias distribuidas por todo el mundo, entre las que destacan las de Francia, con 650.000 miembros, y la de EE. UU., con 1.600.000[122], se han constituido en auténticos *lobbies* de su causa en los países en los que se asientan. A través de ellas, el Gobierno armenio ha sido capaz de influir a su favor en asuntos de interés nacional, como, por ejemplo, en la promoción de campañas de reconocimiento del denominado genocidio armenio que se han extendido por EE. UU. y por Europa.

4.1.3. Azerbaiyán

Por su parte, los recursos energéticos de que dispone hacen de Azerbaiyán el país del Cáucaso sur con mayor relevancia geopolítica. Cuenta con la población más numerosa de la región, unos 10.000.000 de habitantes, mayoritariamente de religión musulmana chiita, aunque su régimen político, uno de los más autoritarios del mundo[123], es de carácter secular. La parte occidental de su territorio, la República Autónoma de Najichevan, queda separada del conjunto del país por las provincias más meridionales de Armenia, lo que dificulta extraordinariamente el mantenimiento de sus comunicaciones internas. Enlazar ambas partes de su territorio es un objetivo estratégico siempre presente en sus relaciones con Armenia, con quien se encuentra en guerra desde la independencia en 1991. Es a través del territorio de Najichevan que Azerbaiyán comparte frontera con Turquía, su principal valedor en la región y con quien, por historia, lengua y cultura, ha consolidado desde los primeros momentos de la independencia unas relaciones de *hermandad* bajo el lema «dos estados; una nación».

Extremadamente tensas son sus relaciones con Irán, que alberga una minoría azerí en el norte del país de unos 14 millones, superior a la del propio Azerbaiyán[124]. Aunque ninguna entidad polí-

[121] National Security Strategy of the Republic of Armenia. *Op. Cit*. p. 20.

[122] Gobierno de Armenia. Oficina del Alto Comisionado para Asuntos de la Diáspora [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: http://diaspora.gov.am/en

[123] *Economist Intelligence.* (2021). Democracy Index 2021: the China challenger [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.eiu.com/n/campaigns/democracy-index-2021/?utm_source=economist&utm_medium=daily_chart&utm_campaign=democracy-index-2021

[124] *World Population Review.* (2022). Iran Population 2023 [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://worldpopulationreview.com/countries/iran-population

ticamente independiente con el nombre de Azerbaiyán había existido en el pasado con anterioridad a 1918, la percepción de pertenencia a una etnia común ha estimulado desde hace años la idea de establecer un Gran Azerbaiyán que unifique a toda la población azerí, lo que, como es comprensible, genera enorme desconfianza en Irán (Kouhi- Esfahani, 2019: 145). Desde los años 90, Irán ha estado muy activo en territorio de Azerbaiyán a través del Cuerpo de la Guardia de la Revolución Islámica iraní (CGRI)[125], responsable de las operaciones militares y de inteligencia en el exterior, y las fuerzas de seguridad han debido empeñarse seriamente para contrarrestarlas, como demuestran las frecuentes operaciones policiales contra ciudadanos iraníes acusados de participar en actividades terroristas dirigidas por esta organización[126]. Enemigos comunes generan extrañas alianzas y la enemistad con Irán ha conducido al acercamiento estratégico entre Azerbaiyán e Israel, convertido en el tercer destinatario de las exportaciones de crudo de Azerbaiyán, mientras que Israel, por su parte, se ha convertido en el segundo suministrador de material de defensa a Azerbaiyán (el 69% de importaciones en el periodo 2016-2021)[127].

Azerbaiyán ha sabido desarrollar unas relaciones fructíferas con el mundo occidental que han hecho de la UE su primer socio comercial, sin tener que sacrificar por ello el imprescindible entendimiento con Rusia. Con la finalidad de limitar la influencia de esta última, EE. UU. promovió ya en 1997 un acuerdo regional entre Georgia, Ucrania, Azerbaiyán y Moldavia para establecer una la organización para cooperación y desarrollo democrático (GUAM), cuyas prioridades giran en torno a atractivos conceptos como la consolidación de la democracia, imperio de la ley, defensa de DDHH y derechos fundamentales, seguridad y estabilidad[128]. Buenos propósitos, que la ausencia de una postura común respecto a la manera de gestionar el papel de Rusia en la región ha impedido desarrollar en plenitud, llevando a la organización a la inoperancia (Zhunisbek, 2017). A pesar de todo, el momento

125 En inglés, Islamic Revolution Guard Corps, IRGC.

126 *MiddleEastMonitor.* (2021). The Huseynyun: Iran's new IRGC-backed movement in Azerbaijan, 9 de octubre [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.middleeastmonitor.com/20211009-the-huseynyun-irans-new-irgc-backed-movement-in-azerbaijan/

127 *Breaking Defense.* (2022). Israel may be looking to strengthen ties to Azerbaijan as an Iran counter [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://breakingdefense.com/2022/08/israel-may-be-looking-to-strengthen-ties-to-azerbaijan-as-an-iran-counter/

128 GUAM, web de la organización [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://guam-organization.org/en/

actual está devolviendo actualidad a la organización, que podría incluir algún socio adicional (Turquía) e incorporar una dimensión de seguridad y defensa, de la que ahora carece (Rzayev, 2021). Qué duda cabe, que esta posibilidad resulta de gran interés para las naciones occidentales en el marco de su estrategia de contención de Rusia.

La cuestión de mayor transcendencia en las relaciones exteriores de Armenia y Azerbaiyán ha sido, y continúa siendo, el conflicto de Nagorno-Karabaj, enclave de población mayoritariamente armenia reclamado por Azerbaiyán. Con orígenes que se remontan a principios del Siglo XX, fue el progresivo debilitamiento de la URSS lo que exacerbó las tensiones territoriales entre ambos países hasta el estallido de la conocida como primera guerra de Nagorno-Karabaj (1988-1994), en el curso de la cual Azerbaiyán no solo perdió el control del enclave sino el de otras 7 provincias adicionales (figura 13).



Figura 13. Territorios ocupados por Armenia tras la guerra de Nagorno-Karabaj en 1994. Fuente: elaboración propia

Dedicada desde entonces a la paciente reconstitución de su poder militar, Azerbaiyán mantuvo intacta su intención de recuperar los territorios perdidos en 1994, lo que, finalmente, consiguió en el curso de la segunda guerra de Nagorno-Karabaj, entre septiem-

bre y noviembre de 2020. En esta ocasión, Armenia sufrió una aplastante derrota, viéndose obligada a aceptar las desventajosas condiciones de un acuerdo de alto el fuego, alcanzado por mediación de la Federación Rusa, que no hacía sino consolidar lo que Azerbaiyán había obtenido por la vía de los hechos. De esta manera, Armenia se comprometía a la devolución de, prácticamente, todos los territorios previamente ocupados y al desbloqueo de «todos los corredores económicos y de transporte de ámbito regional»[129], lo que incluye el corredor de Zangezur, vital para el mantenimiento de las comunicaciones de Azerbaiyán con el enclave de Najichevan (figura 14).

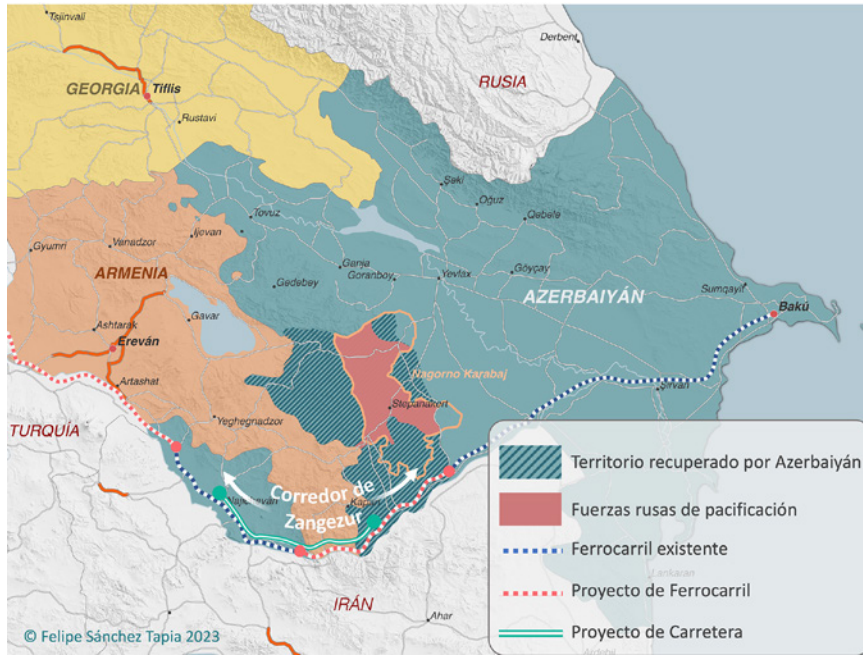


Figura 14. Situación en Nagorno-Karabaj, tras la segunda guerra en 2020. Fuente: elaboración propia

La gestión del conflicto ha servido durante todos estos años para que la Federación Rusa consolidase su preeminencia en la región. Rusia ha sabido utilizar su influencia sobre ambos países para erigirse como único interlocutor válido con capacidad de decisión, relegando a un segundo plano a Francia y EE. UU., potencias

129 Presidencia de la Federación Rusa. (2020). Statement by President of the Republic of Azerbaijan, Prime Minister of the Republic of Armenia and President of the Russian Federation, 10 de noviembre [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: http://en.kremlin.ru/events/president/news/64384

occidentales que, junto con la propia Rusia, forman la presidencia tripartita del grupo de Minsk, creado por la OSCE en 1994 para buscar una salida negociada a la guerra[130]. Gracias a su intervención, Armenia y Azerbaiyán pudieron poner fin a las hostilidades tras la primera guerra de Nagorno-Karabaj[131] y fue igualmente su mediación la que, en noviembre de 2020, facilitó el alto el fuego que puso fin a la segunda, aunque, en esta ocasión, su intervención se cuidó de impedir que Azerbaiyán alcanzase sus objetivos militares, clara advertencia para el régimen del primer ministro Nikol Pashinyan, surgido tras la llamada *revolución de terciopelo* de 2018 y con un evidente sesgo prooccidental. Tras la guerra, Rusia ha podido incrementar su presencia militar en el Cáucaso, desplegando, además de los cerca de 10.000 soldados que aún mantiene en Armenia y las fuerzas de ocupación en Georgia, una fuerza de pacificación de unos 2.000 soldados en Azerbaiyán.

A pesar de todo, este alto el fuego se ha mostrado altamente inestable. Si el retorno de los distritos acordados se produjo conforme al calendario previsto en el acuerdo de alto el fuego promovido por Moscú, la cuestión de los corredores de comunicación continúa siendo objeto de controversia. Las reticencias armenias a facilitar la apertura del corredor de Zangezur, que podría interrumpir sus comunicaciones terrestres con Irán, son causa de enfrentamiento entre las partes y se encuentra en el origen de los graves incidentes fronterizos ocurridos en septiembre de 2022. La tensión en la frontera entre ambos países por esta y otras cuestiones permanece, ciertamente, elevada, por lo que no puede descartarse que, en el futuro, presenciemos incidentes de similares características. Basta una leve chispa para encender nuevamente la mecha.

4.1.4. Federación Rusa

Desde la llegada de Vladimir Putin al poder en la década de los 2000, las políticas exterior y de seguridad de la Federación Rusa han girado en torno a dos cuestiones fundamentales: por un lado, la existencia de unas inequívocas aspiraciones neoimperialistas que buscan la reintegración política del espacio postsoviético, desde el Caspio y Asia central, por el este, hasta el mar Negro y

[130] OSCE Minsk Group [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.osce.org/mg

[131] Naciones Unidas. Protocolo de Bishek [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://peacemaker.un.org/armeniaazerbaijan-bishkekprotocol94

Ucrania, por el oeste, condición *sine qua non* para la recuperación de su rol como *superpotencia* (Duguin, 2017: 149 y ss); y, por otro, la permanente sensación de inseguridad derivada de la ausencia de barreras geográficas que garantice la defensa de sus fronteras frente invasiones. Históricamente, esta última cuestión ha sido determinante en el pensamiento estratégico ruso, obligado a obtener profundidad mediante la creación de espacios que, actuando a modo de *colchón de seguridad,* separen sus centros de poder de potenciales enemigos. El Cáucaso no deja de ser una de estas zonas en las que, en el momento actual, «la actuación de algunas naciones no tiene otra finalidad que instigar los procesos de desintegración para destruir los lazos que unen a Rusia con sus aliados tradicionales»[132]. Consecuentemente, las líneas maestras de su política en la región tratan de mantener alejadas a las potencias occidentales y sus alianzas, especialmente la OTAN, mientras mantiene su hasta ahora indiscutible influencia y, para ello, ha dedicado todos los recursos de poder nacional a su alcance, tanto en la forma de *soft* como de *hard power*[133]. Así, desde el mismo momento del desmembramiento de la URSS, Rusia ha invertido considerable capital político en la formación de asociaciones y organizaciones internacionales de distinta índole, aunque, hay que decir que con un éxito relativo. Comenzando con la constitución en 1991 de la Comunidad de Estados Independientes (CEI)[134] y la formación al año siguiente de la Organización del Tratado de Seguridad Colectiva (OTSC)[135], en el campo de la seguridad y la defensa, y siguiendo con la puesta en marcha más recientemente de la que es, quizá, su iniciativa más ambiciosa: la Unión Económica Euro-Asiática (UEEA)[136], organización supranacional de marcado carácter económico, que incluye la cooperación en sectores clave, entre los

[132] Estrategia de Seguridad Nacional de la Federación Rusa. (2 de julio de 2021), p. 5.

[133] Los conceptos de *hard power* y *soft power* fueron introducidos por Joseph Nye en los años 90 (Bound to Lead: The Changing Nature of American Power, 1990). Generalmente *hard power* y *soft power* se traducen en español como poder duro y poder blando, respectivamente. Consideramos esta traducción insatisfactoria, pues no refleja la esencia del concepto que los términos engloban, por lo que en este texto se utiliza la versión original en inglés.

[134] En inglés, Commonwealth of Independent States, CIS. Fundada por el Tratado de Belavehza.

[135] En inglés, Collective Security Treaty Organization, CSTO. Fundada por el Tratado de Tashkent.

[136] En inglés, Eurasian Economic Union, EAEU. Web de la organización [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: http://www.eaeunion.org/?lang=en

que se encuentra la energía, pero que no oculta su vertiente política[137] (figura 15).

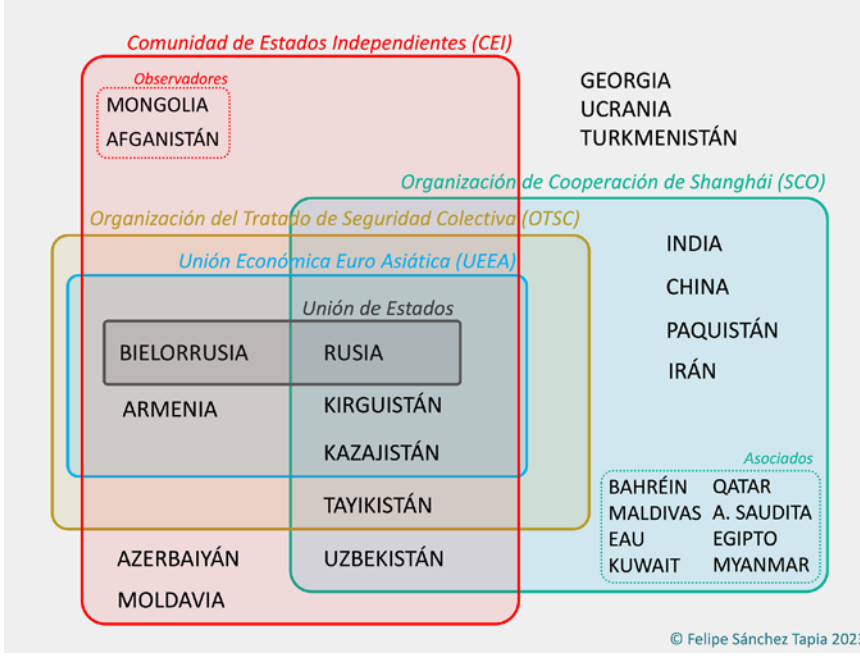


Figura 15. Organizaciones euroasiáticas en las que Rusia desempeña un papel de liderazgo. Fuentes diversas. Elaboración propia

Pero al mismo tiempo, cuando lo ha juzgado necesario, no ha dudado en empeñar su poder militar, como demuestran sus intervenciones en Osetia del Sur y Abjasia en agosto de 2008. Por otro lado, a lo largo de los años, ha conseguido mantenerse como el principal suministrador de armamento y material de defensa a estos países, que le garantiza un papel decisivo en esta materia (figura 16). Como se puede apreciar, la presencia europea en este campo es discreta y la estadounidense prácticamente inexistente.

Desde el punto de vista comercial, el Cáucaso reviste valor para Rusia no tanto por el volumen de los mercados que la región representa, pues, *de facto*, salvo en el caso de Armenia, ha perdido gran parte de su dominio comercial en la región a favor de actores externos, en particular la UE y Turquía y, en menor

[137] A través de ella, Rusia puede, por ejemplo, bloquear acuerdos bilaterales de estos países con China, mantener el ruso como *lingua franca* entre sus miembros o fomentar la cooperación en materia de enseñanza y formación universitaria de alumnos de estos países en la Federación Rusa.

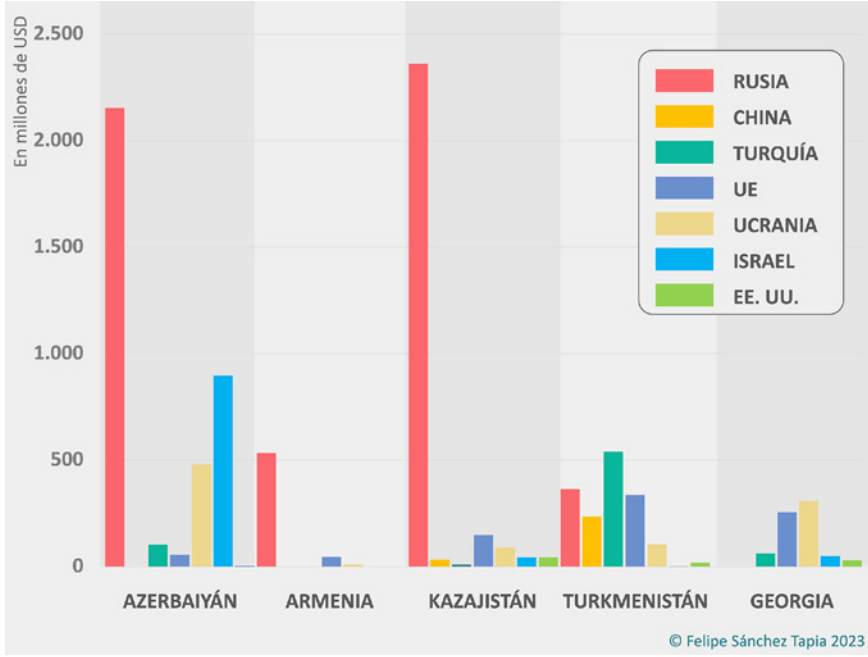


Figura 16. Orígenes de las importaciones de armamento y material militar entre 2000 y 2021. Fuente: SIPRI. Elaboración propia

medida, EE. UU. (figura 17), como por su papel como nudo de comunicaciones en dirección norte-sur, que permite la salida de Rusia hacia el golfo Pérsico, y este-oeste, de gran importancia para el transporte de mercancías entre China y los mercados europeos.

En líneas generales, dos son los corredores que confluyen en esta zona (figura 18): 1) el corredor internacional norte-sur, promovido por Rusia, India e Irán como alternativa a la ruta del canal de Suez y que conecta San Petersburgo con los puertos iraníes en el océano Índico[138]; y 2) el corredor intermedio (TITR)[139], que conecta Asia Central con Europa a través del Caspio, el Cáucaso, Turquía y el mar Negro, reduciendo los tiempos de tránsito de mercancías con respecto a las rutas marítimas y evitando los territorios ruso e iraní, por lo que resulta especialmente atractiva para China y la UE. Como puede imaginarse, el TITR no cuenta con el beneplácito de Rusia.

138 En inglés, *International North-South Transport Corridor* (INSTC).

139 En inglés, *Trans Caspian International Transport Route* (TITR) o *Middle Corridor* (MC). Ver web de la asociación. Disponible en: https://middlecorridor.com/en/

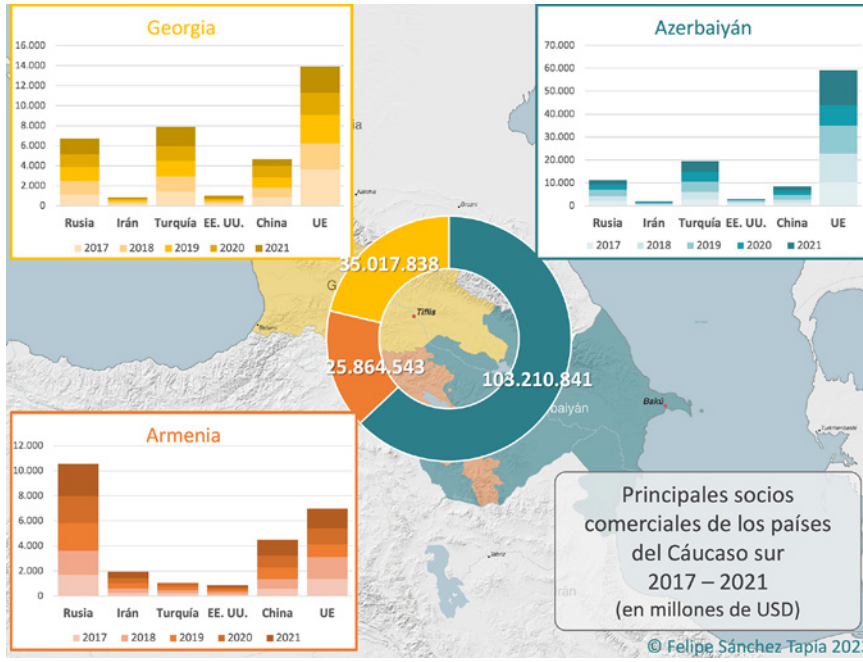


Figura 17. Intercambios comerciales en el Cáucaso sur en los últimos cinco años. Fuente: Trade Map. Elaboración propia

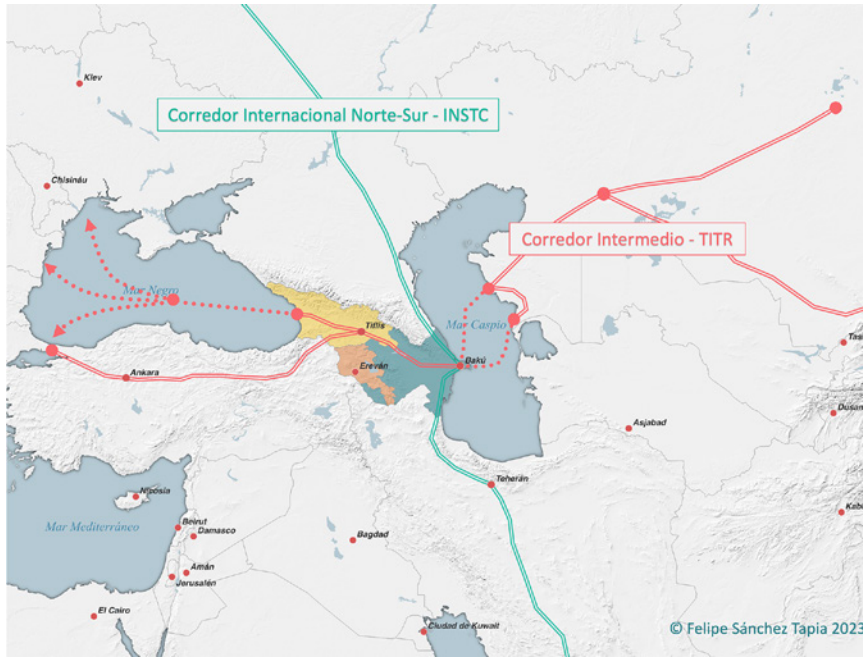


Figura 18. Corredores de Transporte. Fuentes diversas. Elaboración propia

Muy especialmente debe tenerse en cuenta la evolución del sector energético y el desarrollo del Cáucaso-Caspio como suministrador de recursos energéticos hacia Europa, que ha requerido la atención de Moscú. Considerando que la injerencia externa en cuestión tan sensible como la energía afecta negativamente a la misma base de su poder, proyectos como el europeo del CMG son percibidos con suspicacia y promueve alternativas para tratar de contrarrestarlos. Es aquí donde ha encontrado la inestimable colaboración de Turquía, con quien acordó años atrás la construcción del gasoducto Turkstream, ya en funcionamiento desde 2020 y que, a pesar de la guerra en Ucrania, ha mantenido el flujo de gas hacia Europa en 2022 en niveles similares a los de 2021.

4.2. Las potencias históricas: Turquía e Irán

Aunque la desaparición de la URSS ofrecía, *a priori*, grandes oportunidades para que las potencias otrora dominantes en el Cáucaso tratasen de reinstalar su influencia, lo cierto es que los resultados no se han llegado a corresponder con las expectativas. Durante los años en que, por razones de debilidad interna, Rusia estuvo más retraída de los asuntos internacionales, Turquía estaba focalizada a un proceso de incorporación a la UE que, al final, ha resultado fallido, mientras que Irán, sometida a un férreo aislamiento por los países occidentales, carecía de incentivos para provocar innecesariamente a Rusia en esta región. Sea como fuere, la ventana de oportunidad se cerró con la intervención rusa en Osetia del Sur en 2008, que despejó cualquier duda respecto hasta dónde Moscú estaba dispuesta a llegar para proteger sus intereses.

La penetración de Turquía en el Cáucaso ha estado enormemente condicionada por su rivalidad con Armenia y por su no siempre fácil relación con la Federación Rusa, consciente de que en el Cáucaso es Rusia, o así ha sido hasta ahora, quien tiene la última palabra. Turquía ha optado por mantener con Rusia unas relaciones bilaterales basadas en un modelo de doble compartimentación: por un lado, tratando de mantener una separación entre la cooperación económica y las relaciones político-diplomáticas; y por otro, enfatizando aspectos proclives a la cooperación marginalizando aquellos asuntos susceptibles de confrontación (Frappi, 2018). De esta manera, a pesar de que Turquía se ha posicionado en contra de Rusia en cuestiones delicadas, como la ocupación de Abjasia, Osetia del Sur y Crimea, el enfoque pragmático ha

posibilitado la cooperación entre ambos países en áreas de otra forma inimaginables, como el sector energético o la industria de defensa. Tampoco la priorización de sus relaciones estratégicas con Azerbaiyán y Georgia ha sido motivo de fricción y, gracias a esta política de difíciles equilibrios, Turquía ha sido capaz de mantener relaciones con Rusia y Ucrania de forma simultánea, lo que, en los momentos actuales, está demostrando todo su valor.

La complicada situación de Irán en la escena internacional ha aconsejado el reconocimiento implícito del Cáucaso como patio trasero de la Federación Rusa, lo que se ha traducido en una extrema prudencia a la hora de penetrar en esta región (Kouhi-Esfahani, 2019: 238**).** A pesar de la desconfianza mutua que preside sus relaciones, la percepción común de amenaza de EE. UU. no les deja más alternativa que entenderse. Si Irán tiene en Rusia un valioso interlocutor que puede actuar a su favor en el Consejo de Seguridad de Naciones Unidas, Rusia puede beneficiarse de la cooperación con Irán en cuestiones como la tecnología, la energía o el acceso a nuevos mercados. Por esta razón, ambos comparten el interés por el desarrollo del corredor internacional norte-sur (Zolotova, 2022).

Pero no todo es cooperación. Uno de los mayores contenciosos entre ambos es la ratificación por Irán del estatuto legal del mar Caspio[140]. Aunque los cinco Estados ribereños firmaron la Convención en agosto de 2018, Irán, que mantiene un profundo desacuerdo con Azerbaiyán y Turkmenistán por el trazado de la línea divisoria entre ellos y ve reducida su cuota sobre este mar a un magro 11%, aún no la ha ratificado, por lo que, oficialmente, aún no ha entrado en vigor (figura 19). Algo que se resiste a hacer ante las fuertes críticas internas que esta cuestión ha suscitado, a pesar de la presión ejercida por Rusia para hacerlo[141]. Es la explotación de los recursos del fondo marino lo que está en juego, por lo que no parece que esta controversia vaya a resolverse a corto plazo y, aunque la situación actual haya promovido el acercamiento estratégico entre ambos países, es previsible que en el futuro continúe siendo motivo de fricciones.

[140] Convention on the Legal Status of the Caspian Sea. (12 de agosto de 2018) [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en:https://ssl.freshfields.com/noindex/Caspian%20Sea%20Convention.pdf

[141] *Iran International.* (2021). Russia Demands Iran Ratify Caspian Sea Legal Convention, 8 de abril [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://iranintl.com/en/iran-in-brief/russia-demands-iran-ratify-caspian-sea-legal-convention

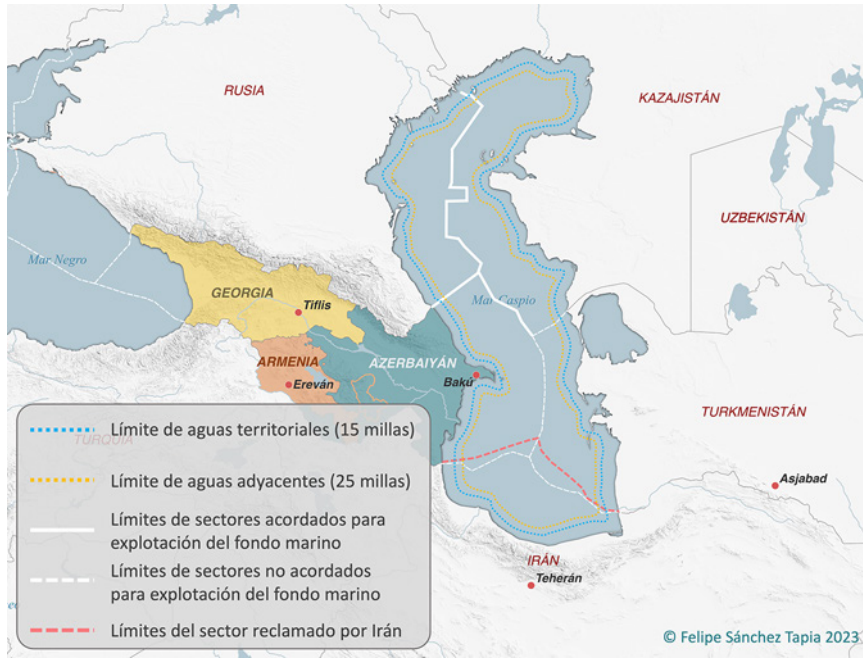


Figura 19. Estatuto legal del mar Caspio. Fuentes diversas. Elaboración propia

4.3. Los actores externos: la UE y Estados Unidos

Para los europeos, el interés por la región no se circunscribe a la energía y, como ya se establecía su Estrategia Global de 2016[142], el mantenimiento de la estabilidad en esta parte del mundo es desde hace años una cuestión prioritaria. Este aspecto ha sido tenido en cuenta, muy especialmente, durante los sucesivos procesos de ampliación de la UE, por lo que ya en 2003 se puso en marcha la Política Europea de Vecindad (PEV), revisada por última vez en 2015[143] y que mediante la formalización de acuerdos con todos los países del entorno pretende estabilizar en términos políticos, económicos y de seguridad sus fronteras exteriores. La dimensión oriental de esta PEV se desarrolla a

142 Servicio Diplomático de la Unión Europea. (2016). Una visión común, una actuación conjunta: una Europa más fuerte - Estrategia global para la política exterior y de seguridad de la Unión Europea, junio [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://eeas.europa.eu/archives/docs/top_stories/pdf/eugs_es_.pdf

143 Parlamento Europeo. (2015). Revisión de la política europea de vecindad, de 9 de julio [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-8-2015-0272_ES.html

través la Asociación Oriental (Eastern Partnership, EaP)[144], iniciativa multilateral iniciada en 2009 que, además de la UE, incluye a los países del este europeo, Bielorrusia[145], Moldavia y Ucrania y a los tres del Cáucaso sur, Armenia, Azerbaiyán y Georgia. En el marco de estas políticas, la UE ha establecido acuerdos bilaterales con los países del Cáucaso y ha acometido proyectos que se orientan a profundizar en su integración económica, a contribuir a su desarrollo institucional, a la transformación de sus economías en armonía con el Pacto Verde Europeo y a la promoción de la transformación digital, esperando con ello asegurar la estabilidad política de la región (tabla 2)[146].

	Tipo de acuerdo	Fecha	Apoyo de la UE a programas de reformas	Principales proyectos con inversión europea
Azerbaiyán	Acuerdo de Cooperación y Asociación	1999		Mejora del puerto de Baku;
				Digitalización de los corredores de transporte;
				Apoyo directo a 25.000 PYME,s;
				Créditos para explotaciones agrícolas y ganaderas;
				Financiación para mejoras medioambientales en 5 ciudades.
Armenia	Acuerdo de asociación global ampliado (CEPA)	2021	65 m€ anuales	Apoyo a 30.000 PYME,s;
				Desarrollo socioeconómico del corredor norte-sur;
				Apoyo a la transformación digital e innovación;
				Resiliencia en las regiones del sur;
				Mejoras medioambientales en Erevan.
Georgia	Acuerdo de Asociación	2016	120 m€ anuales	Tendido de cable de datos submarino por el mar Negro;
				Conexiones por ferry en el mar Negro;
				Apoyo directo a 80.000 PYME,s;
				Internet de alta velocidad para 1.000 comunidades rurales;
				Mejora de las condiciones medioambientales que afectan a 1 millón de personas.

Created with Datawrapper

Tabla 2. Principales proyectos europeos de cooperación en el Cáucaso sur. Fuente: Comisión Europea

La aplicación de estas políticas no se detiene en el Cáucaso y se extiende hasta los países de Asia Central, donde el desarrollo de la conectividad este-oeste ha cobrado especial relevancia. De hecho, las inversiones europeas durante los últimos años superan el 40% del total de inversión extranjera en la región[147]. El interés

144 Servicio Diplomático de la Unión Europea. (2022). Asociación Oriental, 13 de marzo [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.eeas.europa.eu/eeas/eastern-partnership_en?etrans=es

145 Bielorrusia suspendió su participación en la iniciativa a finales de 2021.

146 Comisión Europea. (2020). Política de la Asociación Oriental más allá de 2020: Reforzar la resiliencia: una Asociación Oriental eficaz para todos, 18 de marzo [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-6930-2020-INIT/es/pdf

147 Servicio Diplomático de la UE. (2022). EU-Central Asia Ministerial: Remarks by High Representative/Vice-President Josep Borrell at the joint press conference with Foreign Minister of Uzbekistan Vladimir Norov. Nota de prensa del 18 de noviembre

europeo por esta cuestión viene de lejos y, ya en 1993, se creó el programa intergubernamental TRACECA (Transport Corridor Europe-Caucasus-Asia), que cuenta con el apoyo técnico de la UE y la participación de los Gobiernos de Armenia, Azerbaiyán, Bulgaria, Georgia, Irán, Kazajistán, Kirguistán, Moldavia, Rumanía, Tayikistán, Turquía, Ucrania y Uzbekistán. Este programa es gestionado por una comisión intergubernamental, cuyas actividades se rigen por su *Estrategia para el desarrollo del corredor internacional de transporte Europa-Cáucaso-Asia 2016-2026*[148], que pretende desarrollar, de la manera más eficiente y beneficiosa para estos países, corredores de transporte entre Europa y Asia Central, desarrollando no solo infraestructura, sino eliminando barreras administrativas, obstáculos fronterizos, armonizando legislación, etc[149]. Uno de los proyectos más destacados que cuentan con su apoyo es el ya mencionado Corredor Intermedio (TITR).

Para EE. UU., uno de los primeros países en establecer relaciones diplomáticas con los nuevos Estados cuando se declararon independientes en 1991, el Cáucaso ha sido una región de interés desde la misma caída de la URSS. El momento geopolítico ofrecía magníficas oportunidades para sus aspiraciones a convertirse en la potencia global dominante. Como afirmaba Brzezinski en su famosa obra *El Gran Tablero Mundial,* para EE. UU. resultaba esencial prevenir el resurgimiento de Rusia como un imperio euroasiático (Brzezinski, 1997: 52), lo que, en aquellos momentos, requería asegurar la independencia de los Estados soviéticos, limitar la influencia iraní en Oriente Medio y evitar la dispersión del arsenal nuclear soviético. Su estrategia para la región quedaba formalizada poco después con la promulgación de la *Silk Road Strategy Act* de 1999[150], que centraba su esfuerzo en el

[en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.eeas.europa.eu/eeas/opening-remarks-high-representativevice-president-josep-borrell-eu-central-asia-connectivity_en

148 TRACECA. (2016). Strategy of the Intergovernmental Commission TRACECA for development of the international transport corridor Europe-the Caucasus-Asia for 2016-2026, 1 de junio [en línea]. [Consulta: agosto de 2022]. Disponible en: http://www.traceca-org.org/fileadmin/fm-dam/pdfs/Appendix_3_Strategy_Master_plan_TRACECA_eng.pdf

149 TRACECA. Web de la organización [en línea]. [Consulta: agosto de 2022]. Disponible en: http://www.traceca-org.org/en/home/memorandums/

150 *Congress.gob* (1999). S-579-Silk Road Strategy Act, de 5 de noviembre [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.congress.gov/bill/106th-congress/senate-bill/579/text

establecimiento de una sólida relación con Georgia, con quien suscribió en 2009 un acuerdo de asociación estratégica[151] y en el ejercicio de influencia sobre Armenia y Azerbaiyán a través de su papel como mediador en el conflicto de Nagorno-Karabaj, siendo, junto con Francia y Rusia, uno de los tres miembros de la presidencia tripartita del grupo de Minsk[152]. En el caso de Georgia, EE. UU. ha sido el más firme promotor de su posible ingreso en la OTAN, garantizando al país en abril de 2008 un Plan de Acción para la Asociación[153] que, como anteriormente se ha indicado, constituye la razón de fondo de la intervención de Rusia en Osetia en el verano de aquel mismo año. Georgia ha sido uno de los principales receptores del apoyo político y económico norteamericano, habiendo recibido asistencia financiera desde su independencia, por más de 4.200 millones de dólares, lo que incluye ayuda militar[154]. En lo que respecta a Armenia y Azerbaiyán, EE. UU. no ha sido capaz de impedir que, al fin y al cabo, haya sido Rusia quien ha ido modulando la evolución del conflicto. Su política de asistencia financiera a Armenia y Azerbaiyán se ha basado en una estricta paridad que, en la práctica, ha limitado los fondos destinados a estos países y, consecuentemente, su influencia sobre ellos[155].

La prudencia que, a pesar de las fuertes inversiones, ha presidido las actuaciones europeas en la región, tratando de evitar enfrentamientos que pudiesen perjudicar su política de entendimiento con la Federación Rusa que anteriormente hemos mencionado (apartado Europa y la crisis energética) y la contención deliberada en el compromiso estadounidense han tenido por consecuencia que, para estos países, los resultados de la intervención occidental no siempre se han correspondido con las expectativas (Ali-

[151] US Department of State. U.S.-Georgia Strategic Partnership Commission [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.state.gov/u-s-georgia-strategic-partnership-commission/

[152] El grupo de Minsk fue creado por la OSCE en 1992 con la finalidad de mediar en el conflicto de Nagorno-Karabaj. Desde el año 1997 el grupo mantiene una presidencia rotatoria entre Rusia, EE. UU. y Francia.

[153] En inglés, Membership Action Plan (MAP). Aunque no constituye un compromiso formal de aceptación por la Alianza, el MAP es el primer paso formal del proceso de adhesión de un país a la OTAN.

[154] *US Congressional Research Service.* (2021). Georgia: Background and US Policy, 10 de junio [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://sgp.fas.org/crs/row/R45307.pdf

[155] *US Congressional Research Service.* (2021). Azerbaijan and Armenia: The Nagorno-Karabakh Conflict, 7 de enero [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://sgp.fas.org/crs/row/R46651.pdf

yeva, 2022). De alguna manera, tanto Armenia como Azerbaiyán se han sentido abandonados por la tímida implicación occidental en la resolución del conflicto de Nagorno-Karabaj. A su particular cuenta, Azerbaiyán añade, además, los continuos reproches que recibe por cuestiones relacionadas con los Derechos Humanos. Y aunque Georgia continúa manteniendo una marcada inclinación hacia el bloque occidental, hay que reconocer que en los casos de Armenia y Azerbaiyán la influencia occidental se encuentra en retroceso (Stronski, 2021). O así era, al menos, hasta que en febrero de 2022 las tropas rusas iniciaron sus operaciones ofensivas en Ucrania.

4.4. China

No podemos concluir este apartado sin mencionar, siquiera brevemente, el papel de la República Popular China (RPC) en la región, el principal rival sistémico de EE. UU. en pos de la hegemonía mundial. El interés de China en el Cáucaso-Caspio radica tanto en la conectividad en sentido este-oeste como en sus posibilidades como fuente de suministro de hidrocarburos.

En lo referente al primer aspecto, con unas rutas marítimas amenazadas por el indiscutible dominio naval norteamericano y unas rutas terrestres que, no sin dificultades, transitan por Rusia e Irán, las múltiples posibilidades que el Cáucaso-Caspio ofrece para establecer alternativas en el marco de la Franja y la Ruta otorgan gran valor estratégico a esta región. Consecuentemente, China ha llevado a cabo una política activa de inversiones en infraestructuras en conexión con la iniciativa de la Franja y la Ruta, especialmente en los países del corredor intermedio, donde entre 2000 y 2017 invirtió más de 50.000 millones de dólares[156]. Sin embargo, el Cáucaso no ha sido hasta ahora su prioridad y mientras Kazajistán ha sido receptor de más de las tres cuartas partes de todas estas inversiones, los países del Cáucaso apenas han recibido unos 1.095 M$, un 2,2% de las mismas. De ellos, son Azerbaiyán y Georgia los principales beneficiarios, contando con financiación china en proyectos como la mejora del puerto de Bakú o la línea férrea Bakú-Tiflis-Kars (Popkhazde, 2021). Desde el punto de vista de los países del Cáucaso, estas actuaciones son perfectamente compatibles con las iniciativas europeas de

[156] *Eurasianet* (2022). Unpacking Chinese finance in the South Caucasus, 14 de diciembre de 2022 [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://eurasianet.org/unpacking-chinese-finance-in-the-south-caucasus

desarrollo del TITR, aunque la inversión china no llega a una décima parte de los más de 12.400 M€ proporcionados entre 2014 y 2020 conjuntamente por la UE, el Banco Europeo de Inversiones y el Banco Europeo de Reconstrucción y Desarrollo (Asian Development Bank Institute, 2021). A pesar de todo, hay que señalar que las inversiones chinas no han sido lineales y han ido en progresivo aumento a lo largo de los años. De continuar así, será cuestión de tiempo que la influencia económica se traduzca en influencia política, creándose las condiciones para un eventual conflicto de intereses con las naciones occidentales, especialmente, EE. UU.

Desde el punto de vista energético, la RPC se ha convertido en un socio comercial de primer orden en la cuenca del Caspio, capaz de absorber la mayor parte de las exportaciones con este origen. Este es el caso, particularmente, de Kazajistán y Turkmenistán, para quienes China supone, respectivamente, el 55% y el 75% de sus exportaciones totales de gas natural[157] lo que, haciendo a estos países extremadamente dependientes, otorga a China una considerable capacidad de influencia sobre ellos.

Por todas estas razones, China necesita establecer alianzas duraderas en la región, por lo que difícilmente renunciará a llevar a cabo una política exterior autónoma y acorde a sus intereses. Pero aquí, consciente de encontrarse en el patio trasero de Rusia, China debe actuar con prudencia. El mantenimiento de sus relaciones con la Federación Rusa marcará los límites de su expansión por el Cáucaso y no parece que, en el momento actual, China esté dispuesta a poner en peligro su asociación estratégica con Moscú que, en definitiva, resulta más necesaria. Más preocupante le resulta la amenaza que percibe en el área del Pacífico donde EE. UU. ha articulado, junto con Australia y el Reino Unido, una coalición en contra de sus intereses (AUKUS) que no solo pone en riesgo cuestiones vitales, como la independencia de Taiwán, sino que despierta los peores fantasmas de la abusiva ocupación y colonización británica de siglos pasados.

5. Impacto de la guerra de Ucrania

Si la influencia de Rusia ha sido el factor que en mayor medida ha condicionado la evolución de la geopolítica regional hasta el momento, es, precisamente, su debilitamiento a causa de la gue-

157 *BP Statistical Review of World Energy 2022.* 71st edition. (Junio de 2022).

rra lo que ha empezado a marcar la evolución de las relaciones de poder en el Cáucaso, abriendo ventanas de oportunidad para quienes, hasta la fecha, la omnipresencia rusa había sido un poderoso factor limitativo.

Este es el caso de Georgia, que a la vez que mantiene intactas sus aspiraciones de unirse a la OTAN y a la UE, aprovecha los *vientos favorables* para revalorizar su papel como vía de comunicación este-oeste, beneficiándose, en primer lugar, del incremento en el tránsito de mercancías por el Corredor Intermedio que se ha experimentado desde el inicio del conflicto[158] y aprovechando, en segundo lugar, el interés europeo por el Cáucaso como pieza clave en su seguridad energética. En este contexto, Georgia ha retomado un proyecto, abandonado a primeros de 2020, para la construcción del puerto de gran profundidad de Anaklia, en el mar Negro[159] y ha comenzado, en cooperación con Azerbaiyán, estudios para la instalación de un cable submarino para el suministro de energía eléctrica al sureste europeo[160].

Sin embargo, no deberíamos pensar que un potencial acercamiento a occidente impedirá a Georgia aprovechar las ventajas que su proximidad geográfica con Rusia le proporciona. A pesar de sus tensas relaciones políticas, Georgia no ha dudado en aprovechar los bajos precios de las materias primas de origen ruso y ha incrementado en un 74% sus importaciones con este origen, lo que concierne muy especialmente al petróleo, que ha pasado de suponer un 15% del total de importaciones de crudo en 2021 al 39% en el primer semestre de 2022[161]. Como demuestra el caso de Georgia, profundamente dividido internamente respecto a su relación con la Federación Rusa, es de esperar que los países del Cáucaso traten de obtener lo mejor de ambos mundos, aprovechando al máximo el renovado interés occidental por la región sin renunciar por ello a su relación con Rusia, siempre que ello les resulte favorable.

158 *Eurasianet.* (2022). Georgia, Azerbaijan see surge in transit demand amid Russia's isolation, 2 de junio [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://eurasianet.org/georgia-azerbaijan-see-surge-in-transit-demand-amid-russias-isolation

159 *Eurasianet.* (2022). Ukraine war brings Georgia's troubled deep sea port back on to the agenda, 27 de octubre [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://eurasianet.org/ukraine-war-brings-georgias-troubled-deep-sea-port-back-on-to-the-agenda

160 *Eurasianet.* (2022). Azerbaijan and Georgia eye electricity exports to Europe, 4 de noviembre de 2022 [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://eurasianet.org/azerbaijan-and-georgia-eye-electricity-exports-to-europe

161 *Eurasianet.* (2022). Georgia-Russia trade ties expand amid Ukraine war, 5 de diciembre.

El incremento de la tensión en la frontera entre Armenia y Azerbaiyán, que a mediados de septiembre de 2022 degeneró en incidentes armados de gravedad, supone un buen referente para valorar hasta qué punto la influencia de Rusia se ha visto alterada por la guerra en Ucrania[162]. Tanto la fría respuesta rusa a la solicitud armenia de intervención de la OTSC, que se limitó a enviar un equipo de reconocimiento de carácter simbólico, como la pasividad de sus fuerzas de *pacificación*, que, bien por incapacidad o de manera deliberada, jugó claramente en favor de Azerbaiyán, han llevado a Armenia al convencimiento de que Rusia, a pesar de los casi 10.000 soldados instalados en su territorio, ya no es el paraguas protector que fue en tiempos pasados. Las críticas vertidas públicamente por el primer ministro Pashinyán, durante la cumbre de la OTSC en noviembre de 2022, son prueba de la creciente frustración de Armenia ante esta nueva situación, llegándose incluso a cuestionar la continuidad de su pertenencia a la organización, lo que, de producirse, tendría profundas implicaciones en el orden regional[163].

Para los occidentales, la ruptura definitiva de relaciones con Rusia ha permitido una mayor implicación en la resolución del conflicto, sin entrar en demasiadas consideraciones respecto a la posible reacción rusa. Durante los incidentes de septiembre, tanto EE. UU. como la UE desplegaron sus buenos oficios para conseguir de ambas partes el compromiso de acceder a negociar un acuerdo de paz definitivo[164] y permitir, incluso, el despliegue temporal en territorio armenio de una misión civil de la UE para monitorización de la frontera[165]. Un éxito occidental sin precedentes conseguido sin contar con la colaboración, el beneplácito,

[162] *Open Caucasus Media.* (2022). Explainer | What happened in Armenia and Azerbaijan on 13–14 September?, 15 de septiembre de 2022 [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://oc-media.org/features/explainer-what-happened-in-armenia-and-azerbaijan-on-13-14-september/

[163] *RFE/RL.* (2022). Armenian PM Attacks Russian-Led Alliance At Summit In Yerevan, 24 de noviembre [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.rferl.org/a/armenia-csto-pashinian-criticism/32145663.html

[164] Secretary Anthony Blinken @SecBlinken (4 de octubre de 2022). *I spoke with Azerbaijani Foreign Minister @Bayramov_Jeyhun and Armenian Foreign Minister @AraratMirzoyan today on steps to reach a sustainable peace agreement between Armenia and Azerbaijan*. Twitter del autor. Disponible en: https://twitter.com/SecBlinken/status/1577404258550702080?ref_src=twsrc%5Etfw

[165] Consejo Europeo. (2022). Armenia — Azerbaiyán: la UE crea una capacidad de observación a lo largo de las fronteras internacionales. Nota de prensa del 17 de octubre [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.consilium.europa.eu/es/press/press-releases/2022/10/17/armenia-azerbaijan-eu-sets-up-monitoring-capacity-along-the-international-borders/

o, siquiera, la opinión de la Federación Rusa, que, ante la tesitura de verse excluida en una cuestión vital para sus intereses, se vio forzada a intervenir. Actuando nuevamente en su papel de imprescindible líder regional, el presidente Putin convocó a los presidentes de ambos países a un encuentro que tuvo lugar en Sochi (Rusia) a finales de octubre de 2022, en el que, la verdad sea dicha, poco o nada se avanzó, pero que tuvo el efecto de bloquear el pretendido acuerdo de paz promovido por europeos y estadounidenses, dejando claro que, *de facto*, la influencia rusa sigue siendo insoslayable[166].

Naturalmente, como ya hemos mencionado con anterioridad, no es esta la única motivación para que europeos y norteamericanos incrementen su influencia en el Cáucaso. Habiéndose casi triplicado el tráfico de mercancías por el corredor TITR en los primeros nueve meses de 2022 respecto al mismo periodo de 2021[167] y en el marco de la aplicación de las estrategias energéticas europeas tratadas con anterioridad (REPower EU y Compromiso energético de la UE en un mundo cambiante), el Cáucaso y Asia Central ganan importancia día a día. Sirva de ejemplo la intensa actividad diplomática llevada a cabo por la Comisión durante el mes de julio[168], las visitas oficiales a Kazajistán del presidente del Consejo, Charles Michel, en el mes de octubre[169], la del Alto

[166] Presidencia de la Federación Rusa. (2022). Trilateral talks with President of Azerbaijan and Prime Minister of Armenia. Nota de prensa de 31 de octubre [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: http://en.kremlin.ru/events/president/news/69729

[167] Middle Corridor. (2022). Meetings of the Working Group and the General Meeting of the International Association «Trans-Caspian International Transport Route» held in Tbilisi. Nota de prensa de la asociación de 21 de octubre [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://middlecorridor-com.translate.goog/en/press-center/news/meetings-of-the-working-group-and-the-general-meeting-of-the-international-association-trans-caspian-international-transport-route-held-in-tbilisi?_x_tr_sl=auto&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es

[168] Comisión Europea. (2022). La Unión y Azerbaiyán mejoran las relaciones bilaterales, incluida la cooperación en materia de energía. Nota de prensa de 18 de julio [en línea]. [Consulta: septiembre de 2022]. Disponible en: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/es/IP_22_4550

[169] Consejo Europeo. (2022). Remarks by President Charles Michel after his meeting with President of Kazakhstan Kassym-Jomart Tokayev in Astana. Nota de prensa de 27 de octubre [en línea]. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.consilium.europa.eu/es/press/press-releases/2022/10/27/remarks-by-president-charles-michel-after-his-meeting-with-president-of-kazakhstan-kassym-jomart-tokayev-in-astana/?utm_source=dsms-auto&utm_medium=email&utm_campaign=Remarks+by+President+Charles+Michel+after+his+meeting+with+President+of+Kazakhstan+Kassym-Jomart+Tokayev+in+Astana

Representante de la UE en el mes de noviembre[170] o la ya mencionada intervención entre Armenia y Azerbaiyán con ocasión de los incidentes de septiembre. Liberada de su dependencia de los combustibles rusos, que de una u otra manera se acabará materializando más pronto que tarde, la UE se encuentra en proceso de revisión de sus principios de actuación frente a la Federación Rusa, a la que pretende continuar presionando mediante la imposición de medidas restrictivas que incrementen su aislamiento internacional[171].

Al menos en esta cuestión, los objetivos de la UE confluyen con los de EE. UU., que, como anteriormente se ha mencionado, ya en 2017 estableció en la contención de las *potencias revisionistas*, China y Rusia, su primera prioridad estratégica[172]. La retirada de Afganistán en verano de 2021, desastrosa a ojos de observadores externos, tuvo la virtud de liberar a EE. UU. de una pesada carga estratégica que no llevaba a ninguna parte de manera que, tras el estallido de la guerra en Ucrania, EE. UU. se ha encontrado con las manos libres para actuar. Si hasta ese momento su estrategia para la región se había basado esencialmente en la cooperación en cuestiones de seguridad (terrorismo, seguridad fronteriza), la actual Administración norteamericana ha alterado el rumbo para priorizar la dimensión política, comprometiéndose con cuestiones que hasta ahora, manteniendo la debida prudencia, ocupaban un segundo plano: el desarrollo de la democracia como sistema político; el apoyo explícito a la independencia, soberanía e integridad territorial de los Estados de Asia Central; y el apoyo a los procesos de resolución de conflictos en el Cáucaso sur[173] [174]. Algo difícil de imaginar en momentos pasados para una región que constituye el corazón de la *esfera rusa de influencia*.

---

170 *Euractiv.* (2022). In Samarkand, EU vies to keep Central Asia close as region walks tightrope between Russia and China, 18 de noviembre [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.euractiv.com/section/central-asia/news/in-samarkand-eu-vies-to-keep-central-asia-close-as-region-walks-tightrope-between-russia-and-china/

171 *Euractiv.* (2022). LEAK: EU starts reviewing principles for relations with Russia, 14 de noviembre [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.euractiv.com/section/global-europe/news/leak-eu-starts-reviewing-relations-with-russia/

172 National Security Strategy of the United States of America (diciembre de 2017), p. 2.

173 National Security Strategy. (octubre de 2022), p. 39.

174 U.S. Department of State. (2020). United States Strategy for Central Asia 2019-2025: Advancing Sovereignty and Economic Prosperity, 5 de febrero [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.state.gov/united-states-strategy-for-central-asia-2019-2025-advancing-sovereignty-and-economic-prosperity/

Nada de esto excluye la cooperación en materia de seguridad y defensa, que ha cobrado renovado vigor. En estos momentos se están desempolvando viejos acuerdos de cooperación que habían quedado paralizados, como el programa de asociación con la Guardia Nacional de Turkmenistán[175], preludio de lo que podría ser una mayor implicación militar estadounidense en la zona. De hecho, el Mando Central de EE. UU. (CENTCOM), responsable de las operaciones militares en esta parte del mundo[176], ya ha iniciado actuaciones encaminadas a expandir la cooperación militar con todos estos países[177].

Uno de los países que más se está revalorizando con la crisis de Ucrania es Turquía, que ha sabido mantener una neutralidad suficiente como para ejercer el papel de interlocutor entre Rusia y Ucrania y entre Rusia y el mundo occidental. Con ello, Turquía ha conseguido desactivar o, al menos, rebajar el tono, en muchos de los contenciosos que la enfrentaban con EE. UU. y con la UE, convirtiéndose en socio imprescindible en sus intentos de penetración en el Cáucaso. Para EE. UU. es de gran utilidad reforzar sus lazos con Turquía[178], que, además del peso que ha ganado en la región, mantiene una relación privilegiada con Azerbaiyán, a su vez, el más firme aliado de Israel, lo que puede resultar muy eficaz para mantener a raya a Irán. En el momento actual, Turquía está inmersa en el proceso de restablecimiento pleno de relaciones diplomáticas no solo con Israel, sino con otros países de la cuenca Mediterránea, como Siria, Israel y Egipto, lo que, además, le permitiría cooperar en la posible explotación de recursos energéticos en el Mediterráneo oriental para su exportación hacia los mercados europeos. A corto y medio plazo, Turquía está llamada a ganar influencia geopolítica, tanto para Rusia como para los países occidentales.

175 *Caspian News.* (2022). Turkmenistan, US Discuss Revival of Ties Within Partnership Program, 28 de septiembre [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://caspiannews.com/news-detail/turkmenistan-us-discuss-revival-of-ties-within-partnership-program-2022-9-28-0/

176 Las Fuerzas Armadas de EE. UU. organizan el planeamiento y conducción de sus operaciones militares por el mundo en 11 mandos operativos. Entre ellos, el Mando Central, CENTCOM, con sede en Tampa (Florida), es responsable de las operaciones militares en Oriente Medio y Asia Central.

177 CENTCOM. (2022). U.S. Central Command Called Central Asian Partners. Nota de prensa de 9 de diciembre [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.centcom.mil/MEDIA/PRESS-RELEASES/Press-Release-View/Article/3241357/us-central-command-called-central-asian-partners/

178 National Security Strategy (octubre de 2022), p. 39.

Opuestos frontalmente al mundo occidental, Rusia e Irán no tienen otra opción que entenderse si quieren romper el aislamiento internacional al que las naciones occidentales pretenden someterlos. Desde ese punto de vista, ambos han iniciado un acercamiento estratégico que incluye la cooperación a nivel multilateral y bilateral.

En el aspecto multilateral, la inclusión de Irán en organizaciones e iniciativas internacionales que escapan al control occidental reviste especial valor. En particular, Irán es, desde septiembre de 2022, miembro de pleno derecho de la Organización de Cooperación de Shanghái[179], en la que Rusia ejerce, con el permiso de China, un indiscutible liderazgo[180]. Y relevante resulta también la inminente firma de un acuerdo de libre comercio con la Unión Económica Euroasiática, la principal baza de Rusia en su intento de integración del espacio postsoviético[181].

En el aspecto bilateral, son varias las áreas en las que la cooperación se está desarrollando y el estrechamiento de sus relaciones comerciales como estrategia para encontrar alternativas a la pretendida desconexión de occidente es la primera de ellas. Tan solo durante el primer semestre de 2022 el volumen comercial entre ambos países se incrementó en un 42,5% respecto al del periodo equivalente del año anterior (Zolotova, 2022).

En segundo lugar, con gran significado geopolítico, se impone la cooperación de sus sectores energéticos. Además de la potencial ayuda iraní a modo de *trasvase de experiencia* sobre distintos métodos para sortear las sanciones occidentales[182], la aproximación entre ambos países ha permitido la firma, en julio de 2022, de un MdE entre la National Iranian Oil Company (NIOC) y Gazprom, por valor de 40.000 M$, para el desarrollo conjunto de los yacimientos gasísticos de Kish y North Pars, además de seis yacimientos petrolíferos[183]. Este MdE puede ser un elemento fun-

[179] En inglés, Shanghai Cooperation Organization – SCO.

[180] Samarkanda. (2022). The Samarkand Declaration of the Heads of State Council of the Shanghai Cooperation Organisation [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: http://eng.sectsco.org/documents/

[181] *Agencia de noticias MEHR.* (2022). Iran-EAEU talks on FTA conclude on 7,500 products, 10 de diciembre [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://en.mehrnews.com/news/194731/Iran-EAEU-talks-on-FTA-conclude-on-7-500-products

[182] Una descripción detallada de los distintos procedimientos empleados por Irán para esquivar las sanciones puede encontrarse en Watkins (2021), pp. 127 y ss.

[183] *Reuters.* (2022). Iran and Russia's Gazprom sign primary deal for energy cooperation, 19 de julio [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.reuters.com/business/energy/iran-russias-gazprom-sign-primary-deal-energy-cooperation-2022-07-19/

damental en la realización de un proyecto anhelado desde hace tiempo por ambas partes: la constitución de un cártel gasístico similar a la OPEP, que además de Rusia e Irán, que acumulan conjuntamente un 37% de las reservas mundiales[184], pretende incluir a Qatar, lo que les garantizaría el dominio de los mercados globales de gas[185].

La cooperación en materia energética podría extenderse al tránsito de gas ruso por territorio iraní, que puede resultar imprescindible para alcanzar mercados distintos de la UE. Por ello, el gasoducto Irán-Paquistán (IPP, por sus siglas en inglés), proyecto iniciado allá por 1995 para suministrar gas iraní a Paquistán, podría contar ahora con renovado interés ruso. El tramo iraní, de unos 900 km de longitud, ya se ha completado, quedando pendiente por falta de financiación la construcción del tramo paquistaní, de unos 780 km. Considerando el interés de China y de Rusia por el proyecto, esta cuestión no debería ser un problema insalvable.

En esta misma línea, Rusia pretende coordinar con los productores regionales el suministro de gas natural a China, Paquistán e India, para lo que ha propuesto la creación de una *unión gasística* junto con Uzbekistán y Kazajistán, propuesta que, no obstante, ha sido acogida por esos países, de momento, con frialdad[186]. Aún en el caso de que llegara a materializarse, transportar gas de esta *unión gasística* hacia esos destinos requeriría utilizar los territorios de Azerbaiyán o Turkmenistán, lo que presenta ciertas dificultades. Aunque ya existen acuerdos entre Azerbaiyán y la Federación Rusa para el suministro de gas que podrían facilitar esta operación[187], la participación de Turkmenistán es muy improbable, entre otras consideraciones, porque entra en conflicto con el proyecto de gasoducto Turkmenistán-Afganistán-Paquistán-India (TAPI), que evita territorio iraní y cuenta con apoyo norteamericano (Watkins, 2021: 138). No será fácil que

184 *BP Statistical Review of World Energy 2021,* 70th edition. Julio de 2021.

185 *OIL PRICE.* (2022). Iran And Russia Move To Create A Global Natural Gas Cartel, 23 de agosto [en línea]. [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://oilprice.com/Geopolitics/International/Iran-And-Russia-Move-To-Create-A-Global-Natural-Gas-Cartel.html

186 *Eurasianet.* (2022). Russia presses ahead with gas union lobbying despite Kazakh, Uzbek coolness, 9 de diciembre [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://eurasianet.org/russia-presses-ahead-with-gas-union-lobbying-despite-kazakh-uzbek-coolness

187 *Interfax.* (2022). Gazprom could supply up to 1 bcm of gas to Azerbaijan this winter, 18 de noviembre [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://interfax.com/newsroom/top-stories/85105/

Turkmenistán, que ya suministra cerca del 60% del gas natural que China importa por gasoducto[188] y que es el país del Caspio que en mayor medida ha conseguido independizarse de la influencia rusa, facilite el tránsito de gas ruso por su territorio.

En tercer lugar, muy beneficiosa para ambas partes está resultando, también, la cooperación en materia de seguridad y defensa. Para Irán, Rusia es una oportunidad de romper el aislamiento internacional y acceder a tecnología que, de otra manera, le está vetada, como ha sido el caso de la reciente incorporación al inventario de su Fuerza Aérea de un escuadrón de modernos aviones de combate de fabricación rusa Su-35,[189] mientras que, para Rusia, el suministro de drones iraníes resulta de vital importancia en el curso de sus operaciones militares en Ucrania.

Sin embargo, la ruso-iraní no deja de ser una relación de conveniencia que evoluciona al compás de los acontecimientos. La actitud de Rusia en la reedición del JCPOA será determinante para su futuro y es previsible que, si finalmente las negociaciones del acuerdo nuclear concluyen con éxito, Irán trate de equilibrar sus relaciones con Moscú y abrir su economía a las naciones occidentales en la medida que ello le favorezca, lo que incluye el sector energético. Mientras tanto, cuanto mayor sea la presión occidental sobre ambos países, mayores incentivos encontrarán para superar diferencias e impulsar su aproximación estratégica.

6. Conclusiones

Desde que el pasado 24 de febrero de 2022 las tropas rusas cruzasen la frontera de Ucrania, la UE se ha sumido en una frenética carrera para conseguir, en el menor tiempo posible, romper con una indeseable dependencia de los suministros energéticos de origen ruso que, a lo largo de los años, ella misma había generado. Son razones esencialmente geopolíticas las que habían llevado al conjunto de la Unión, teniendo muy en cuenta los intereses alemanes, a considerar la necesidad de encontrar un *modus vivendi* con Rusia que, a pesar de las múltiples diferencias, permitiera una coexistencia mínimamente pacífica. Y ciertamente,

188 *BP Statistical Review of World Energy 2022,* 71st edition. Junio de 2022.

189 *Tehran Times.* (2022). Russia set to supply Iran with Su-35 fighter jets «in near future», 28 de diciembre [en línea]. [Consulta: diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.tehrantimes.com/news/480210/Russia-set-to-supply-Iran-with-Su-35-fighter-jets-in-near-future

esta política de entendimiento resultó ser muy beneficiosa para ciertos Estados miembros que, durante años, pudieron obtener unos recursos energéticos a precios muy favorables, con las consiguientes ventajas para sus economías. Pero por mucho sentido que todo ello pudiera tener, esta circunstancia acabó derivando, inevitablemente, en una peligrosa dependencia del suministro de combustibles rusos que, cuando estalló la crisis, limitaba considerablemente la capacidad de los europeos para responder como una verdadera potencia geopolítica.

En unos plazos de tiempo excepcionalmente cortos para los parámetros europeos habituales, la UE pudo consensuar la adopción de una estrategia de desacoplamiento económico y energético de la Federación Rusa, que presenta al mismo tiempo oportunidades y considerables desafíos. Aunque, por un lado, la desconexión constituye un punto de inflexión que está dando impulso, quizá el definitivo, al desarrollo de energías renovables y a la adopción de medidas de eficiencia energética, por otro, a nadie escapa que el uso de combustibles fósiles seguirá siendo inevitable durante décadas. A este respecto, el principal escollo a superar es la obtención de fuentes alternativas de suministro, lo que requiere diversificar tanto los tipos de combustible utilizados, sustituyendo los de origen fósil por otros, como el biometano o el hidrógeno, como los orígenes de estos combustibles. Con esta finalidad, el Cáucaso-Caspio, que ya desde hace años suministra gas y petróleo a la UE, es una de las regiones a considerar.

Pero, ¿en qué medida puede contribuir a la seguridad energética europea? De acuerdo con lo analizado en este documento, algo más de un 2% de las necesidades europeas de gas y aproximadamente un 7% de las de petróleo proceden de esta cuenca y, aunque son cantidades modestas consideradas en el conjunto de la UE, resultan significativas para ciertos países del sur y sureste europeos que, como Italia, concentran la mayor parte de estas importaciones. A ambas partes conviene su incremento y ambas se han puesto manos a la obra para conseguirlo. Pero esto presenta ciertas dificultades, tanto desde el punto de vista técnico como geopolítico. Por lo que respecta al gas natural, son cuestiones esencialmente técnicas las que obligan a moderar las expectativas. Aunque la UE y Azerbaiyán han suscrito un compromiso para duplicar las exportaciones de gas antes de 2027, lo cierto es que ello no será posible sin la ampliación de la infraestructura existente, especialmente la correspondiente a la red europea de distribución, lo que requiere, además de tiempo, grandes

inversiones. En un clima de desincentivación de inversiones en proyectos relacionados con la energía de origen fósil, este será, probablemente, uno de los mayores obstáculos a superar. Aun con todo y siendo optimistas, la posible contribución de Azerbaiyán apenas superaría el 2% del consumo europeo anual y su impacto en la seguridad energética europea será limitado.

Respecto al petróleo, las principales dificultades que se presentan para un incremento sustancial de las importaciones desde esta región son, esencialmente, geopolíticas. En primer lugar, por la pertenencia de Azerbaiyán y Kazajistán a la asociación OPEP+, en la que participa la propia Federación Rusa y cuyo objetivo no es otro que influir en los precios del crudo mediante el acuerdo de cuotas que limiten la producción de sus miembros. Su actual política de recortes les reporta sustanciosos beneficios económicos, por lo que es de esperar que tiendan, preferentemente, a seguir las políticas fijadas por la asociación. Y, en segundo lugar, porque en el caso de Kazajistán, exportar crudo hacia Europa requiere la utilización tanto de territorio de la Federación Rusa como de infraestructura compartida. De una u otra manera, la influencia rusa se dejará sentir sobre esta cuestión.

Todos los recursos son extremadamente importantes en la estrategia de desconexión energética de Rusia, pero es preciso reconocer que, por expresarlo de manera resumida, las posibilidades que el Cáucaso-Caspio ofrece son modestas, necesitan grandes inversiones y precisan, como mínimo, un horizonte de cinco años para su materialización. Todo ello, además, se ve condicionado por la evolución de acontecimientos en esta región, muy afectada por: 1) la conflictividad interna, especialmente por el conflicto de Nagorno-Karabaj, y 2) por el impacto de la guerra de Ucrania en los equilibrios regionales de poder.

Con respecto a la primera cuestión y aunque la probabilidad es baja, no puede descartarse que algún acto de sabotaje, en el marco de un incremento de la tensión entre Armenia y Azerbaiyán, pueda afectar temporalmente a la infraestructura de transporte tanto de gas como de petróleo. Con respecto a la segunda, hay que considerar que, si bien Rusia ha sido históricamente la potencia dominante en el Cáucaso, la guerra de Ucrania exige en estos momentos su máxima atención, lo que ofrece oportunidades para que los países de la región traten de liberarse de su influencia, en la medida de lo posible, buscando apoyos en potencias externas. Turquía e Irán son, dada su proximidad geográfica, la primera de las opciones y ambas incrementan su actividad

aprovechando el aparente vacío de poder. De ellas, Turquía es, quizá, la que mejor ha sabido adaptarse al nuevo entorno geopolítico y no solo ha reforzado su influencia en el Cáucaso como aliado prioritario de Azerbaiyán y Georgia, sino que, gracias a su papel de mediador en el conflicto ucraniano, ha ganado relevancia ante Rusia y ante Occidente, en unos momentos en que sus relaciones con la UE y EE. UU. no gozaban, precisamente, de buena salud. Si consigue gestionar adecuadamente este rol, es previsible que esta tendencia se consolide con el tiempo. Con mayor prudencia se mueve Irán, a sabiendas de que Rusia es una de las escasas opciones a su disposición para evitar el aislamiento internacional. Su rivalidad con Azerbaiyán y con Israel le está empujando a reforzar su cooperación con Armenia, aunque será el mantenimiento de unas buenas relaciones con Rusia lo que marque el límite de su penetración en el Cáucaso.

Naturalmente, también resultan evidentes los gestos de aproximación de los países del Cáucaso hacia las potencias occidentales que, por su parte, consideran el momento igualmente propicio para la satisfacción de sus intereses. Desde la óptica global estadounidense, la región constituye un magnífico escenario donde aplicar la estrategia de contención de sus rivales sistémicos, Rusia y China, por lo que es previsible que su penetración en la retaguardia de ambos países tienda a hacerse cada vez más patente. Si EE. UU. consigue consolidar su presencia en esta región se habrá situado en condiciones de amenazar seriamente los intereses de sus rivales. En esta empresa, la colaboración de un país que goza de cierta influencia en el Cáucaso y Asia Central, como Turquía, puede resultar de gran utilidad.

Para los europeos, más allá de las cuestiones energéticas, la estabilidad de esta región ha sido desde hace años cuestión de interés prioritario, razón por la que ha acometido numerosos proyectos de cooperación y de apoyo a reformas políticas. Su actuación en el Cáucaso y el Caspio ha estado tradicionalmente presidida por la prudencia, tratando con ello de preservar el difícil equilibrio en sus relaciones con la Federación Rusa. Pero una vez asumida la ruptura, la implicación europea en la región tenderá a aumentar y así será, al menos, mientras sea la guerra de Ucrania lo que reclame la atención prioritaria de Rusia. Solo el tiempo dirá hasta dónde puede llegarse con estas políticas y será el fin del conflicto lo que, probablemente, marque el momento de su reevaluación. La futura relación entre la UE y Rusia dependerá de cuánto tiempo se prolongue el conflicto en Ucrania, del grado en que el poder

ruso se vea debilitado por el resultado de este y de si, en función de lo anterior, se produce un cambio de régimen en Rusia. Nada de eso puede determinarse en este preciso momento, pero, sea cual sea su desenlace, es de esperar que la Federación Rusa trate nuevamente de recomponer las bases de su poder y recuperar plenamente su capacidad de influir en la región. A fin de cuentas, los condicionantes geopolíticos que hacen del Cáucaso un área de interés primordial para Rusia se mantienen intactos y no es previsible que permanezca indiferente a la injerencia externa. No debería extrañarnos, por tanto, que, llegado ese momento, Rusia trate de interferir en el papel que Europa ha previsto para estos países como suministradores de energía.

Aunque, obviamente, existe una comunidad de intereses para norteamericanos y europeos respecto al futuro de las relaciones entre Rusia y Occidente, no puede ocultarse el hecho de que su visión respecto a la guerra de Ucrania no es del todo coincidente pues, en definitiva, es en el continente europeo donde se desarrolla y es aquí donde sus consecuencias se dejan notar en mayor grado. Por el momento, ambos han actuado al unísono aplicando a la Federación Rusa una estrategia de presión sin precedentes, lo que incluye un régimen de sanciones que, a medio y largo plazo y produciendo grandes daños en su economía, pretende doblegar la voluntad de los líderes políticos rusos. Los antecedentes históricos sobre la eficacia de las sanciones como medio de presión son poco esperanzadores, pero para la UE, que carente de un poder militar propio no dispone de muchas herramientas coercitivas, es fundamental que surtan el efecto deseado si quiere hacer valer su papel como actor geopolítico de relevancia. El problema que se plantea es que, conforme se prolongue en el tiempo el conflicto en Ucrania y, con ello el régimen de sanciones aparejado, que, por otro lado, no resulta inocuo para los intereses europeos, es probable que se agudicen las desavenencias entre norteamericanos y europeos, y entre estos últimos entre sí. Es una cuestión a tener en cuenta, pues la cohesión entre sus miembros es precisamente el centro de gravedad de la coalición articulada para reaccionar frente a la agresión rusa.

Para los europeos, a diferencia de los norteamericanos, retirarse del escenario del conflicto con intención de obtener alguna ventaja estratégica, simplemente, no es opción. No sabemos ni cómo ni cuándo llegará la paz a Ucrania, pero sí sabemos que, sea cual sea el resultado final, seguiremos compartiendo vecindad con la Federación Rusa, lo que nos obligará a entendernos con cual-

quiera que sea el régimen que, tras la guerra, se sitúe al frente del país. Y para ello, la UE necesita con urgencia una estrategia que guíe sus relaciones con nuestro inevitable vecino. Las estrategias punitivas requieren decisión y coraje en su aplicación, pero necesitan al mismo tiempo de las mismas dosis de prudencia para mantener abiertas distintas opciones estratégicas, evitando dinamitar puentes que en el futuro podrían resultar necesarios.

6.1. Reflexión final

Antes de cerrar este capítulo, conviene hacer una última reflexión. Con el permiso de los occidentales, Rusia, Turquía e Irán, por este orden, continúan ejerciendo una considerable influencia sobre los distintos países del Cáucaso y se da la circunstancia de que, en el plano interno, el momento actual no está exento de dificultades para quienes en esos países ejercen el poder. La creciente oposición interna frente a la guerra de Ucrania, en Rusia; las próximas elecciones presidenciales, con resultado incierto, en Turquía; y un creciente descontento social, en Irán, obligan a considerar, por improbable que pueda parecer, un escenario de cambios políticos en alguno de estos países, lo que, inevitablemente, tendría repercusiones en su actividad en el Cáucaso en modo y manera difíciles de prever.

Pero ello no tiene por qué invalidar el presente análisis, pues, al fin y al cabo, son fundamentos geopolíticos los que guían prioritariamente la acción exterior de los Estados. Un hipotético cambio de liderazgo en alguno de estos países puede provocar cambios en sus estrategias en el Cáucaso, diferentes actitudes, otras formas de actuar, mostrando al mundo una cara diferente, quizás más amable. O, quizá, lo contrario. No lo podemos saber. Pero los objetivos estratégicos de los Estados tienden a ser persistentes y su visión del mundo difícilmente se verá alterada.

La geopolítica es testaruda.

Referencias

AIE, WEO. (Octubre de 2022). World Energy Outlook 2022. *International Energy Agency (IEA)* [Consulta: 16 de noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022,

Aliyeva, A. (20 de agosto de 2022). The European Union Policy in the South Caucasus. *Modern Diplomacy* [Consulta: 1 de noviembre de 2022]. Disponible en: https://moderndiplomacy.eu/2022/08/20/the-european-union-policy-in-the-south-caucasus/

Asian Development Bank Institute. (Mayo de 2021). Middle Corridor - Policy development and trade potential of the Trans-Caspian International Transport Route. *ADB - Asian Devlopment Bank* [Consulta: 15 de noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.adb.org/publications/middle-corridor-policy-development-trade-potential

Bayramov, A. (2021). Conflict, cooperation or competition in the Caspian Sea region: A critical review of the New Great Game paradigm. *Caucasusu Survey, 9* (1), pp. 1-20.

Belkin, P., Ratner, M. & Welt, C. (5 de febrero de 2020). Russia's Nord Stream 2 Pipeline: Will Sanctions Stop It? Congreso E.E. U.U. Congressional Research Service.

Birol, F. (5 de septiembre de 2022). Three myths about the global energy crisis. *Financial Times.* [Consulta: 25 de octubre de 2022]. Disponible en: https://www.ft.com/content/2c133867-7a89-44d0-9594-cab919492777

BRUEGEL - Denertzis, Maria; Hilgenstock, Benjamin; McWilliams, Ben; Ribakova, Elina; Tagliapietra, Simone. (26 de octubre de 2022). *How have sanctions impacted Russia?* [consulta 23 de noviembre de 2022], disponible en: https://www.bruegel.org/policy-brief/how-have-sanctions-impacted-russia

BRUEGEL - Zachmann, G., Tagliapietra, S., McWilliams, B., & Sgaravatti, G. (17 de marzo de 2022). Can Europe manage if Russian oil and coal are cut off? [consulta 15 de octubre de 2022], disponible en: https://www.bruegel.org/blog-post/can-europe-manage-if-russian-oil-and-coal-are-cut Brzezinski, Z. (1997). Grand Chessboard: American Primacy And Its Geostrategic Imperatives . Nueva York: Basic Books.

Brzezinski, Z. (1997). Grand Chessboard: American Primacy And Its Geostrategic Imperatives . Nueva York: Basic Books.

Cutler, R. (25 de julio de 2022). EU looks to Azerbaijan for Central Asian connections*. Asia Times*. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://asiatimes.com/2022/07/eu-looks-to-azerbaijan-for-central-asian-connections/

Denertzis, M. *et al.* (26 de octubre de 2022). How have sanctions impacted Russia? *Bruegel.* [Consulta: 23 de noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.bruegel.org/policy-brief/how-have-sanctions-impacted-russia

Duguin, A. (2017). *Putin Vs Putin: una visión de la Rusia del s. XXI.* Polonia: Hipérbola Janus.

FMI. (23 de abril de 2022). *Regional Economic Outlook, Middle East and Central Asia - Statistical Appendix.* [Consulta: noviembre de 2022, de Fondo Monetario Internacional: Disponible en: file:///Users/felipesanchez/Downloads/statisticalappendix.pdf

Frappi, C. (2018). *The Russia-Turkish Entente: a tactical embrace along strategic and geopolitical convergence, Turkey: towards a eurasian shift?* Italian Institute for International Political Studies (ISPI). Edizioni LediPublishing.

Kouhi-Esfahani, M. (2019). *Iran's foreign policy in the South Caucasus: relations with Azerbaijan and Armenia.* Londres y Nueva York: Routledge.

Lasheras Merino, M. Á. (2021). Geopolítica del pacto verde: órdago de la UE. En Instituto Español de Estudios Estratégicos. Comité Español del Consejo Mundial de la Energía, & Club Español de la Energía. *Energía y Geoestrategia 2021,* pp. 111-190. Madrid: Ministerio de Defensa.

Lynch, D. (2003). *A regional insecurity dynamic.* European Union Institute for Security Studies (EUISS). JSTOR. [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.jstor.org/stable/pdf/resrep07037.4.pdf

Matveeva, A. (2002). *The South Caucasus: Nationalism, Conflict and Minorities.* Londres: Minority Rights Group (MRG).

Muradov, M. (5 de octubre de 2022). Europe Turns to Azerbaijan for Gas: How Big Could This Be? *RUSI.* [Consulta: octubre de 2022]. Disponible en: https://www.rusi.org/explore-our-research/publications/commentary/europe-turns-azerbaijan-gas-how-big-could-be

OCDE. (26 de septiembre de 2022). OECD Economic Outlook, Interim Report September 2022. *OECDiLibrary.* [Consulta: 25 de octubre de 2022]. Disponible en: https://www.oecd-il-

ibrary.org/economics/oecd-economic-outlook/volume-2022/issue-1_ae8c39ec-en

OIES - Pirani, S., Stern, J., y Yafimava, K. (Febrero de 2009). The Russo-Ukrainian gas dispute of January 2009: a comprehensive assessment. *Oxford Institute for Energy Studies* [Consulta: 6 de noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG27-TheRussoUkrainianGasDisputeofJanuary2009AComprehensiveAssessment-JonathanSternSimonPiraniKatjaYafimava-2009.pdf

Person, R. (22 de septiembre de 2020). *Four Myths about Russian Grand Strategy. Center for Strategic & International Studies (CSIS).* [Consulta: 3 de noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.csis.org/blogs/post-soviet-post/four-myths-about-russian-grand-strategy

Popkhazde, M. (24 de noviembre de 2021). China's Growing Influence in the South Caucasus. *Foreign Policy Research Institute*. [Consulta: 10 de diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.fpri.org/article/2021/11/chinas-growing-influence-in-the-south-caucasus/

Reglamento UE 2022/1032. (29 de junio de 2022). Reglamento (UE) 2022/1032 del Parlamento Europeo y del Consejo de 29 de junio de 2022 por el que se modifican los Reglamentos (UE) 2017/1938 y (CE) n.º 715/2009 en relación con el almacenamiento de gas. *Diario Oficial de la UE.* [Consulta: 6 de noviembre de 2022]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2022:173:FULL&from=ES

Reglamento UE 2022/2578. (22 de diciembre de 2022). Reglamento (UE) 2022/2578 del Consejo de 22 de diciembre de 2022 por el que se establece un mecanismo de corrección del mercado para proteger a los ciudadanos de la Unión y la economía frente a precios excesivamente elevados. *Diario Oficial de la UE.* [Consulta: 31 de diciembre de 2022]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R2578&from=ES

Reglamento UE 2022/328. (25 de febrero de 2022). Reglamento (UE) 2022/328 del Consejo de 25 de febrero de 2022 por el que se modifica el Reglamento (UE) n.º 833/2014, relativo a medidas restrictivas motivadas por acciones de Rusia que desestabilizan la situación en Ucrania. *Diario Oficial de la UE.* [Consulta: 10 de noviembre de 2022].

Reglamento UE 2022/576. (8 de abril de 2022). Reglamento (UE) 2022/576 del Consejo de 8 de abril de 2022 por el que se modifica el Reglamento (UE) n.º 833/2014 relativo a medidas restrictivas motivadas por acciones de Rusia que desestabilizan la situación en Ucrania. *Diario Oficial de la UE.* [Consulta: 10 de noviembre de 2022]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX-:32022R0576&from=EN

Reglamento UE 2022/879. (3 de junio de 2022). Reglamento (UE) 2022/879 DEL CONSEJO de 3 de junio de 2022 por el que se modifica el Reglamento (UE) n.º 833/2014 relativo a medidas restrictivas motivadas por acciones de Rusia que desestabilizan la situación en Ucrania. *Diario Oficial de la UE.* [Consulta: 1 de diciembre de 2022]. Disponible en: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2022:153:FULL&from=EN

Rzayev, A. (2021). GUAM 2.0: Reloading the Eastern Partnership. *TOPCHUBASOV Center.* [Consulta: 28 de octubre de 2022]. Disponible en: https://top-center.org/js/ckfinder/userfiles/files/Ayaz%20Rzayev%20-%20GUAM%202_0%20RELOADING%20THE%20EASTERN%20PARTNERSHIP.pdf

Sánchez Tapia, F. (2020). Geopolítica en el Mediterráneo oriental: algo más que gas. En Instituto Español de Estudios Estratégicos, Comité Español del Consejo Mundial de la Energía, & Club Español de la Energía. *Energía y Geoestrategia 2020*, pp. 105-170. Madrid: Ministerio de Defensa.

Sánchez Tapia, F. (23 de febrero de 2022). *Turquía, entre el S-400 y la pared. Instituto Español de Estudios Estratégicos.* [Consulta: noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.ieee.es/Galerias/fichero/docs_analisis/2022/DIEEEA13_2022_FELSAN_Turquia.pdfStronski, P. (23 de junio de 2021). The shifting georaphy of the South Caucasus*. Carnegie Endowment for International Peace.* [Consulta: 16 de septiembre]. Disponible en: https://carnegieendowment.org/2021/06/23/shifting-geography-of-south-caucasus-pub-84814

Stronski, P. (23 de junio de 2021). The shifting georaphy of the South Caucasus. Carnegie Endowment for International Peace. [Consulta: 16 de septiembre]. Disponible en: https://carnegieendowment.org/2021/06/23/shifting-geography-of-south-caucasus-pub-84814

Tsafos, N. (18 de marzo de 2022). The Energy Weapon-Revisited. *Center for Strategic & International Studies (CSIS).* [Consul-

ta: 18 de octubre de 2022]. Disponible en: https://www.csis.org/analysis/energy-weapon%E2%80%94revisited

Watkins, S. (2021). *The complete guide to global oil market trading.* Londres, UK: ADVFN Books.

Zachmann, G. *et al.* (17 de marzo de 2022). Can Europe manage if Russian oil and coal are cut off? *Bruegel*. [Consulta: 15 de octubre de 2022]. Disponible en: https://www.bruegel.org/blog-post/can-europe-manage-if-russian-oil-and-coal-are-cut

Zhunisbek , A. (2017). GUAM: Still Relevant Regional Actor? *Eurasian Research Institute.* [Consulta: 4 de noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.eurasian-research.org/publication/guam-still-relevant-regional-actor/

Zolotova, E. (7 de septiembre de 2022). Russia's Objectives in Iran: Their short term economic interests coincide despite their mutual lack of trust. *Gepolitical Futures*. [Consulta: 2 de noviembre de 2022]. Disponible en: https://geopoliticalfutures.com/russias-objectives-in-iran/

Abreviaturas

AGRI	Interconector Azerbaiyán-Georgia-Rumanía
AIE	Agencia Internacional de la Energía
bcm	Billion Cubic Meters (unidad de medida de volumen de gas natural equivalente a 1.000 millones de m^3)
bcm/a	Bcm anuales
BTC	Baku-Tiblisi-Ceyhan pipeline
BTK	Ferrocarril Bakú-Tiflis-Kars
CC	Cáucaso-Caspio
CEI	Comunidad de Estados Independientes (en inglés, CIS, Commonwealth of Independent States)
CGRI	Cuerpo de la Guardia de la Revolución Islámica (en inglés, IRGC, Islamic Revolutionary Guard Corps)
CIS	Commonwealth of Independent States
CMG	Corredor Meridional del Gas (en inglés, SGC, Southern Gas Corridor)
CPC	Caspian Pipeline Consortium
DDHH	Derechos Humanos
EAEU	EurAsian Economic Union
EASTMED	Eastern Mediterranean Pipeline
FMI	Fondo Monetario Internacional
FOBP	Fiscal Oil Breakeven Price
GNL	Gas natural licuado
GUAM	Asociación política formada por Georgia, Ucrania, Azaerbaiyán y Moldavia
IEA	International Energy Agency
IGB	Interconector Grecia-Bulgaria
IGI	Interconector Grecia-Italia
IRGC	Islamic Revolutionary Guard Corps
ITGI	Interconector Turquía-Grecia-Italia
JCPOA	Joint Comprehensive Plan of Action (conocido como acuerdo nuclear con Irán)
kb	Miles de barriles
kb/d	Miles de barriles diarios

MC	Middle Corridor (también TITR, Trans-Caspian International Transport Route)
MdE	Memorandum de Entendimiento
mb	Millones de barriles
mb/d	Millones de barriles diarios
Mt	Millones de toneladas
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OCS	Organización de Cooperación de Shanghái (en inglés, SCO, Shanghai Cooperation Organization)
OIES	Oxford Institute for Energy Studies
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo (en inglés, OPEC, Organization of the Petroleum Exporting Countries)
OTAN	Organización del Tratado del Atlántico Norte
OTSC	Organización del Tratado de Seguridad Colectiva (en inglés, CSTO, Colective Security Treaty Organization)
PEV	Política Europea de Vecindad
PIC	Proyecto de interés común
SCPX	Southern Caspian Pipeline Expansion (expansión del gasoducto meridional del Cáucaso)
SCO	Shanghai Cooperation Organization
SGC	Southern Gas Corridor
TANAP	Trans Anatolian Pipeline
TAP	Trans Adriatic Pipeline
tcm	Trillion Cubic Meters (unidad de medida de volumen de gas natural equivalente a 1.000 bcm)
TCP	Trans Caspian Pipeline
TITR	Tran-Caspian International Transport Route (también MC, Middle Corridor)
UE	Unión Europea
UEEA	Unión Económica EuroAsiática (en inglés, EAEU, EurAsian Economic Union)
WREP	Western Route Exporting Pipeline

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



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?



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

MT: Millones de toneladas | bcm: Mil millones de metros cúbicos
[1] bp Statistical Review of World Energy 2022 | 71st 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 enegética 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 Méjico 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[1], 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[2]. 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.

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

[2] 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[3] (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.

[3] Estrategia de Seguridad Energética 2015, p. 10. Disponible en: 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[4]. Desarrollada posteriormente en el documento *Energy Union*[5] 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[6]»

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[7] 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[8]. 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

---

4 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

5 Consejo Europeo. Unión de la energía. Disponible en: https://www.consilium.europa.eu/es/policies/energy-union/ cronología

6 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

7 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

8 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

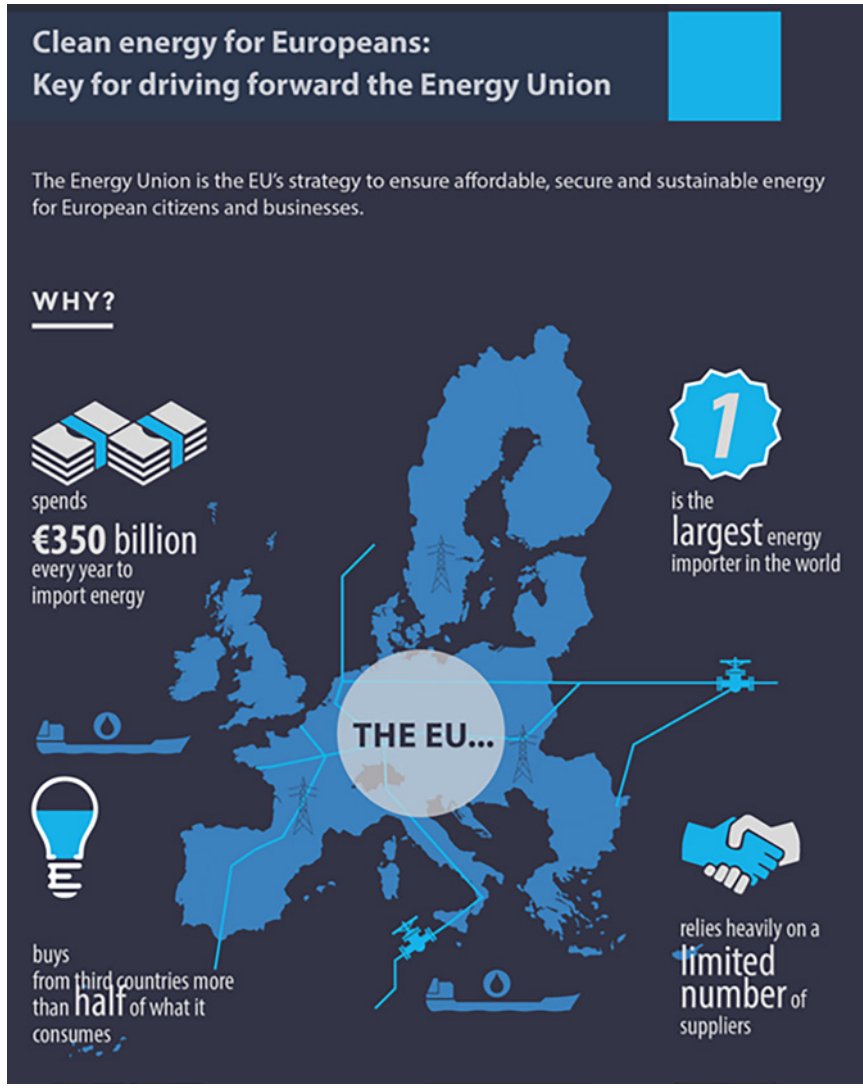


Figura 1. La estrategia de la UE para avanzar en el objetivo de la unión energética. Fuente: UE[9]

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

[9] 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/

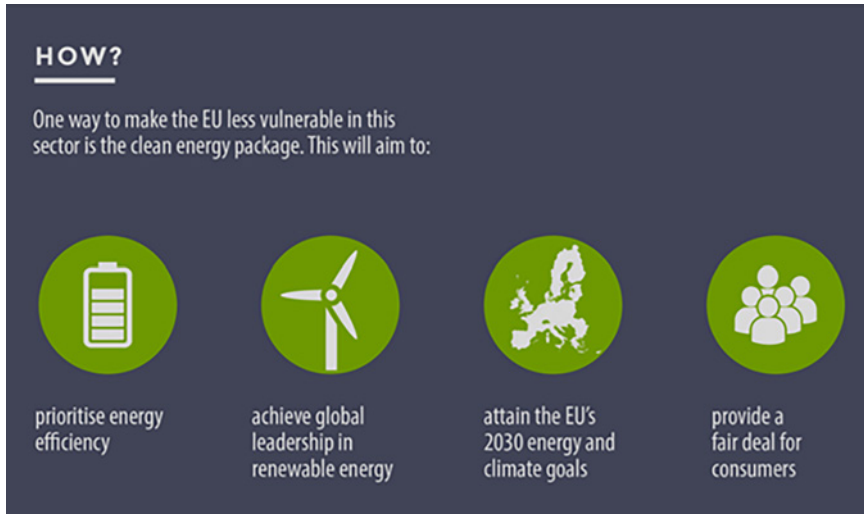


Figura 2. Pasos para lograr el objetivo de la unión energética. Fuente: UE[10]

en febrero del 2019 la Directiva sobre el Gas,[11] 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[12]. 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

10 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/

11 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

12 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[13] 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[14] de cara a este invierno.

Un poco más tarde, el 18 de mayo de 2022, se publicó el RePower EU Plan,[15] 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[16].

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[17].

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[18]. La UE, en particular, se está enfrentando a un escenario

[13] EU Energy Platform. [Consulta: 30 de septiembre de 2022]. Disponible en: https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-security/eu-energy-platform_en

[14] 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

[15] *Ibídem.* [Consulta: 30 de septiembre de 2022].

[16] 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

[17] 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

[18] 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,[19] 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 las 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-

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

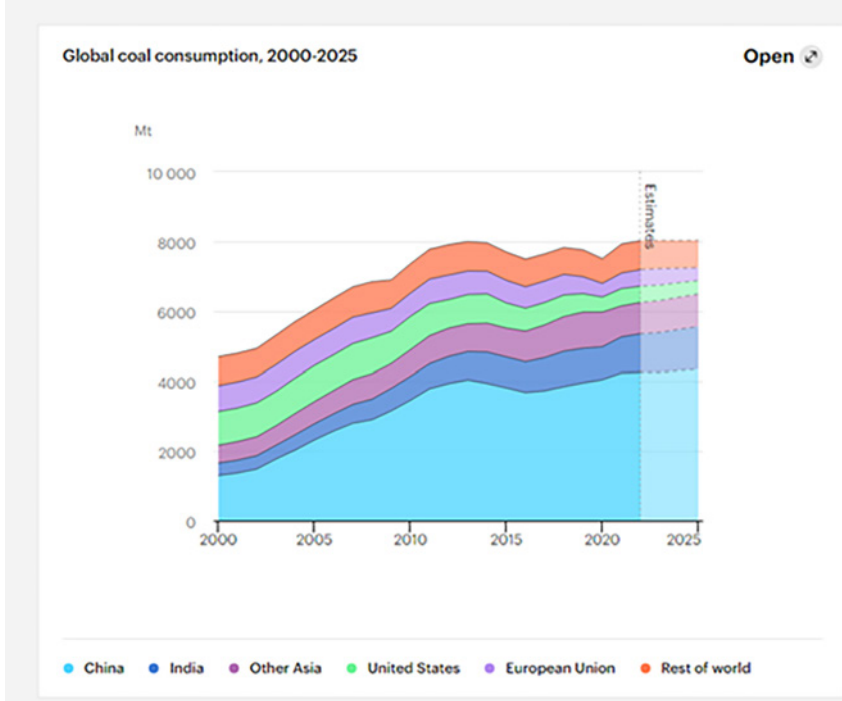


Figura 3. Estimación del consumo de carbón en el periodo 2000-2025. Fuente: IEA[20]

biara la generación de electricidad a través del carbón[21]. 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[22].

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.

[20] 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

[21] 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

[22] Conference of the Parties. Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

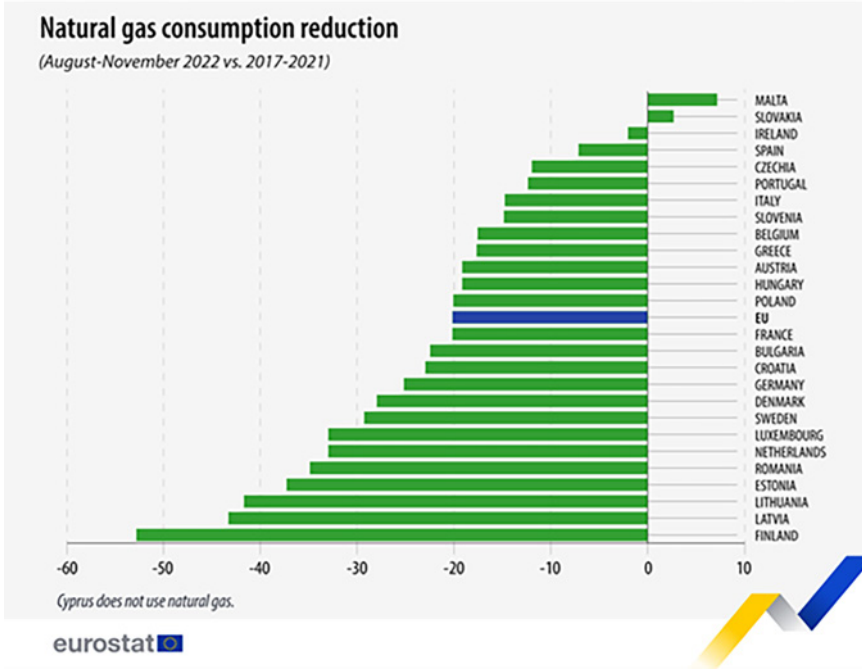


Figura 4. Reducción de gas natural en el periodo agosto-noviembre de 2022 en relación con el mismo periodo entre los años 2017 a 2021. Fuente: UE Eurostat[23]

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[24], pero también la reapertura de viejas centrales térmicas en Grecia, Italia[25], Alemania[26], Austria o España[27].

[23] 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

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

[25] 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#xj4y7vzkg?leadSource=uverify%20wall

[26] *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

[27] *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,[28] 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[29]. 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/endesa-reactiva-un-grupo-central-termica-as-pontes-a-coruna-producir-energia_18_07864640.html

[28] 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

[29] 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,[30] 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 suminsitrar 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[31]. 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

[30] 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

[31] 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[32]. Esto da una idea de que, al menos a corto plazo, no se cuenta con proveedores de Iberoamércia 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)[33] 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

[32] Comisión Europea. Diversification of gas supply sources and routes. Disponible en: https://energy.ec.europa.eu/energy-explained/interactive-infographics/infographic-energy-strategy_en

[33] 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 Nóvak, 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[34]. 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[35] 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.

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

[35] 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%[36]. 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 Espirito Santo y Santa Catarina.



Figura 5. Localización del presal brasileño[37]. 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^2 a una profundidad de hasta 7.000

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

[37] *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[38]. 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[39] y en Gabón[40]). 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-

[38] *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/20221130/6da3e057c925483dabd9e-67ddfd33ee0/c.html

[39] *RDC Bid Round.* (2002). Coastal Basin Blocks. [Consultado el 26 de noviembre de 2022]. Disponible en: https://www.drcbidround2022.com/basins/coastal-basin

[40] *Oilprice.com* (2013). Total Scores Another Pre-Salt 'Win' in Gabon. [Consulta: 26 de noviembre de 2022]. Disponible en: https://oilprice.com/Energy/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[41].

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[42].

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.

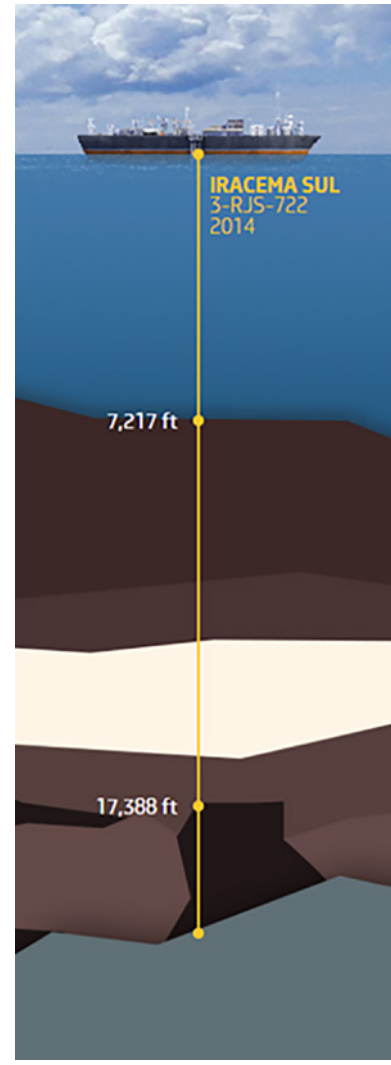


Figura 6. Plataforma de Petrobras en el presal brasileño. Fuente: Petrobras[44]

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

[42] 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.

[43] Página web de Petrobras. [Consulta: 27 de diciembre de 2022]. Disponible en: https://presal.petrobras.com.br/pioneering-technologies/?_gl=1*qq8kcq*_ga*OTAzMzAzMDczLjE2NzMwMDM0Nzk.*_ga_9TG5WL85H3*MTY3MzAwMzQ3OC4xLjEuMTY3MzAwNDEyOS4zMC4wLjA.#0

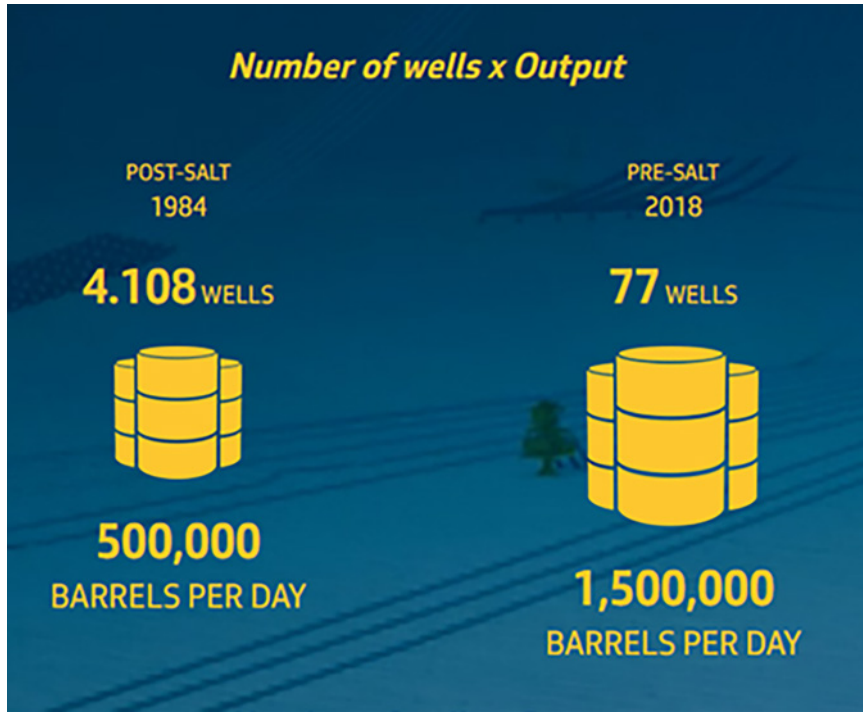


Figura 7. Comparativa de extracción por pozos. Fuente: Petrobras

Según BP[44], 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.

[44] *Bp Statistical Review of Wold Energy.* (2022). 71st 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.

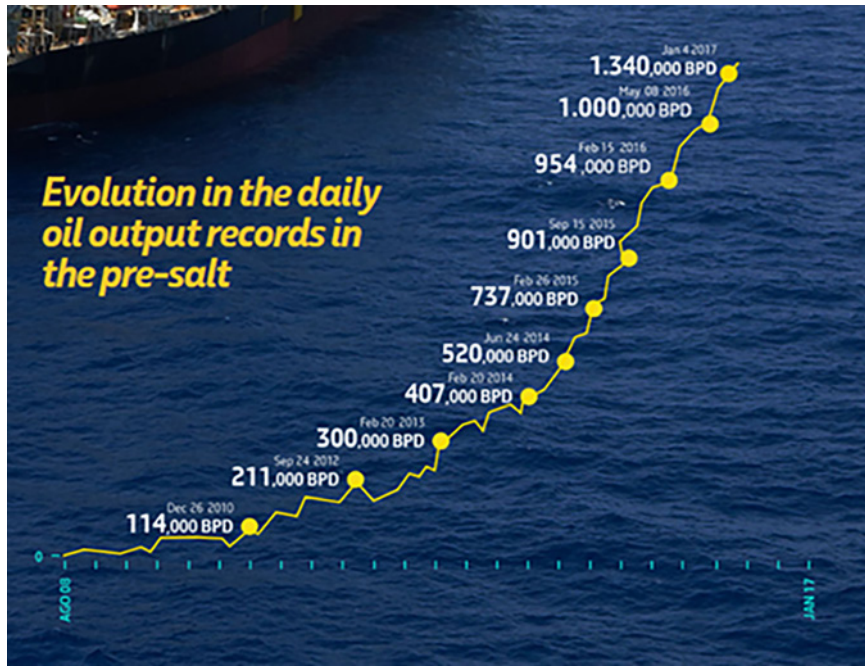


Figura 8. Evolución de la producción de crudo en el presal. Fuente: Petrobras

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[45]. 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[46].

[45] *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

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

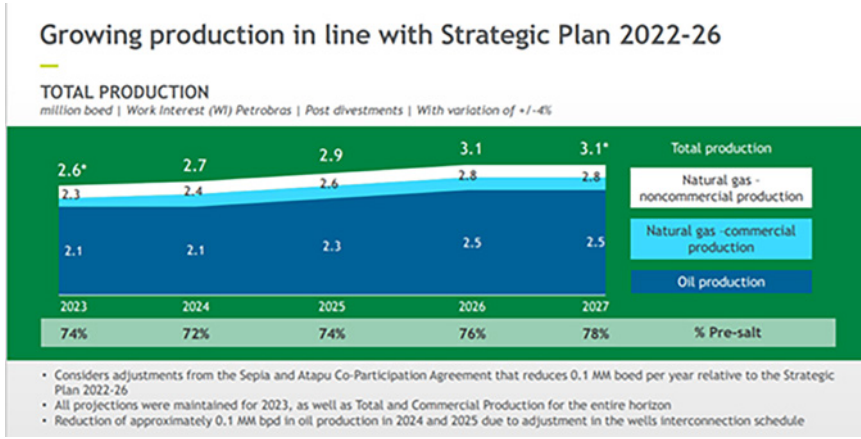


Figura 9. Producción gas y petróleo según el Plan Estratégico de Petrobras 2022-2026, p. 38

3.1. La Cuenca de Santos

Esta cuenca cubre una superficie de 350.000 km^2 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.

Posteriores 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[47].

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

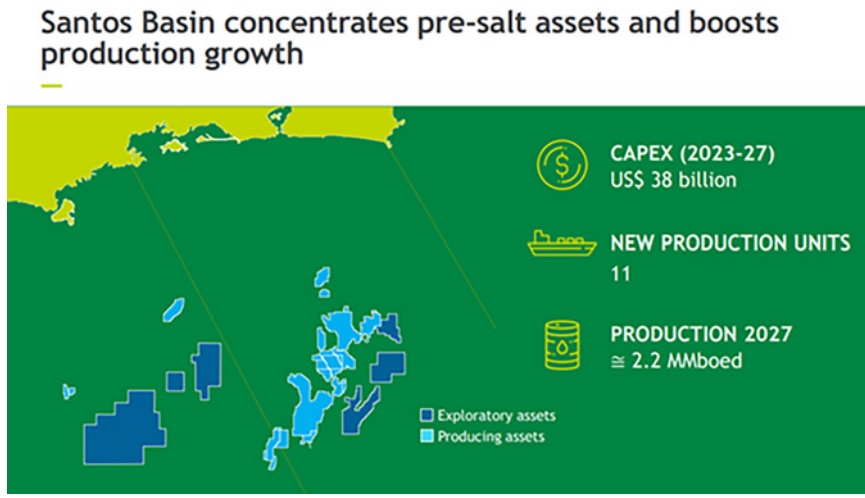


Figura 10. Cuenca de Santos[48]. Previsiones de producción. Plan Estratégico de Petrobras 2022-2026, p. 41

3.2. La Cuenca de Campos[49]

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^2 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.

48 Petrobras. *Strategic Plan 2023-2027*. Disponible en: https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/9f7bccc3-0003-1e50-3d70-8d64b1c77c12?origin=1

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

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.

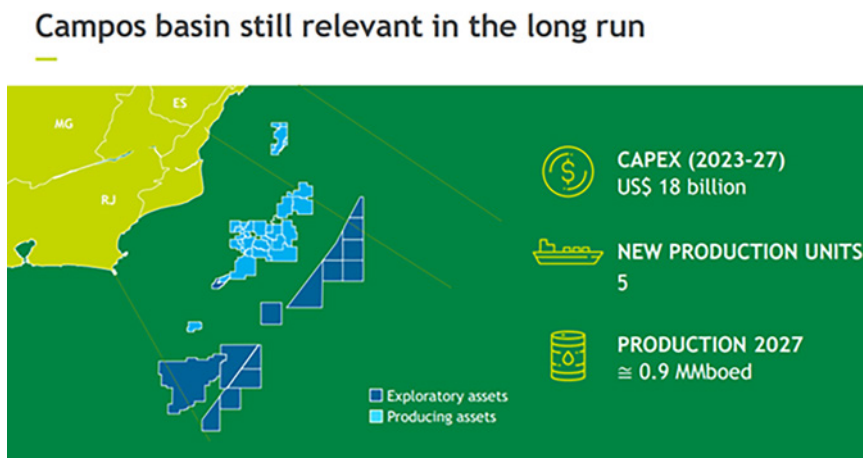


Figura 11. Cuenca de Campos. Previsiones de producción. Plan Estratégico de Petrobras 2022-2026, p. 42

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[50].

Un dato importante a recalcar es que el uso del gas en Brasil es mayoritariamente industrial y muy escaso a nivel doméstico[51]. 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

[50] *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/

[51] *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[52], 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,[53] 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 Méjico (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) [54]. 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 ocurra 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.

---

52 *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/

53 Bcm (billion of cubic meters). Mil millones de metros cúbicos.

54 *Bp Statistical Review of Wold Energy.* (2022). 71st 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.[55] 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[56]. Las previsiones de la IEA[57] 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.

---

[55] *Energía online.* (202q). [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/

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

[57] *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/6a9f40fe-daf8-4705-be46-5015527e8f99/FULLREPORT_TowardsacompetitivenaturalgasmarketinBrazil_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.

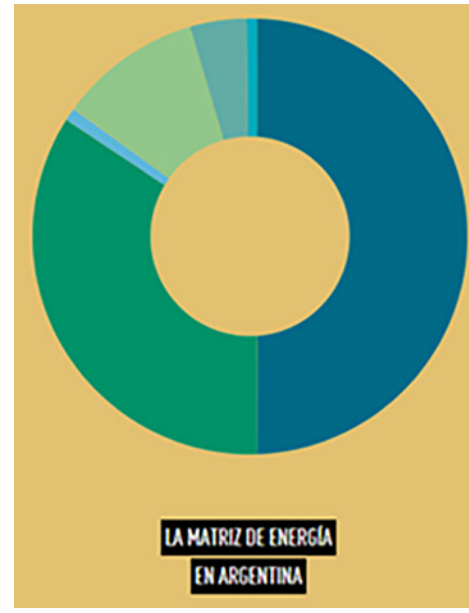


Figura 13. Matriz energética en Argentina: gas 49%, petróleo 37%, carbón 1%, energía nuclear 2%, energía hidroeléctrica 11%, renovables 15%. Fuente: YPF

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 soportado, 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 14. Recursos no convencionales (cracking). Fuente: YPF

- Noroeste
- Neuquina
- Austral

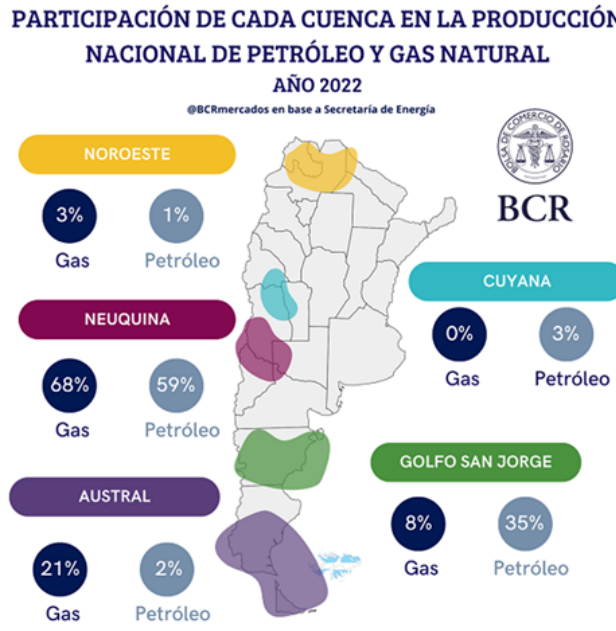


Figura 15. Producción de gas y petróleo en 2022 y participación de cada cuenca. Fuente: Bolsa de Comercio de Rosario

- 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^3, presentando un aumento del 13,8% respecto al mismo periodo del año anterior[58]. 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[59]. 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.

---

[58] *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

[59] Bp.com (2022). Bp Estatistical Review of World Energy. 71st 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

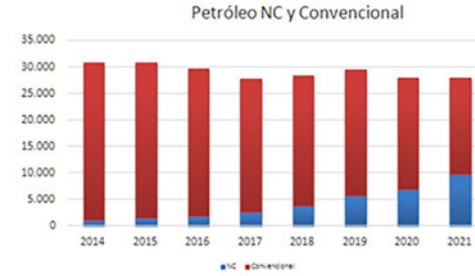


Figura 16. Producción de petróleo convencional y no convencional (fracking)[60]

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.[61]

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.

60 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

61 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

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,[62] la producción de gas natural de Argentina es la mayor con diferencia de todos los países de Iberoamércia, 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[63] produjo durante los últimos doce años una horquilla que va desde los 37 a los casi 42 bcm[64] 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[65] 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.

---

62 *Bp.com* (2022). Bp Estatistical Review of World Energy. 71st 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

63 *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.

64 Bcm. Miles de millones de metros cúbicos.

65 Las cantidades exportadas estaban solamente un poco por encima de las propias necesidades.

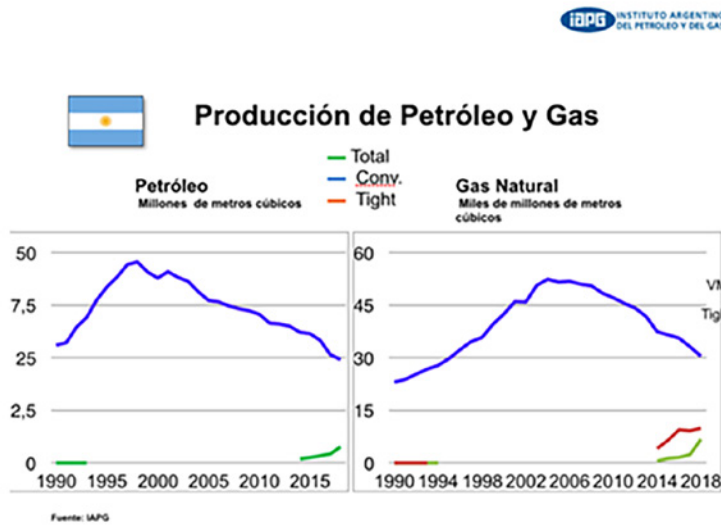


Figura 17. Producción de petróleo y gas en Argentina. Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y el Gas[66]

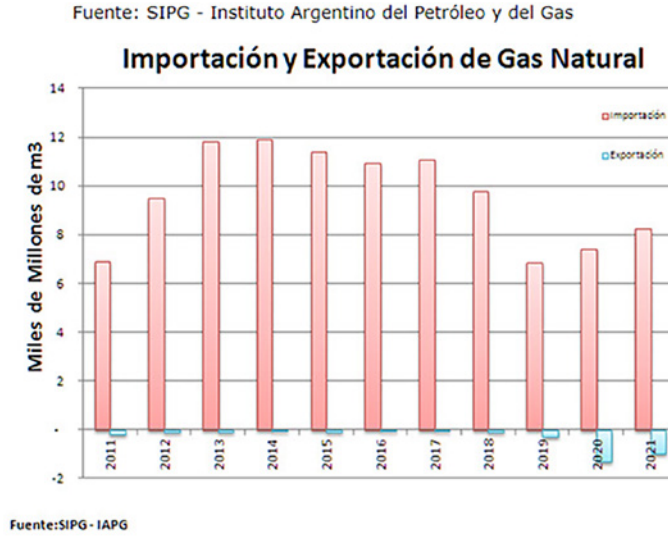


Figura 18. Comparativa entre importaciones y exportaciones de gas natural en Argentina. Fuente: Instituto Argentino del Petróleo y el Gas[67]

[66] 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.shalee-nargentina.com.ar/los-no-convencionales--la-clave-para-hacer-crecer-la-produccion

[67] 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%[68].

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[69] 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.

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

[69] 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

- 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.

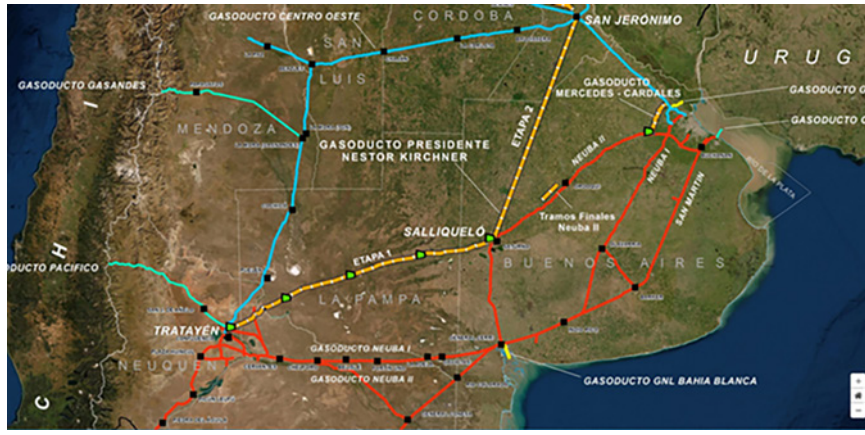


Figura 19. Trazado de los gasoductos más importantes del cono sur[70]

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[71]. Además de contribuir al autoabastecimiento de gas, el GNPK 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 GNPK es contribuir al abastecimiento fiable del mercado interno sustituyendo totalmente, en una primera etapa,

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

[71] 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[72].

4.3. Prospectiva: escenarios 2030

El Gobierno argentino publicó en 2019 un documento llamado *Escenarios Energéticos 2030*[73]. 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

[72] 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.

[73] 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

eficiente, 66,8 MMtep en el de electrificación y 75,2 MMtep en el de gasificación[74]».

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 *offshore* 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[75].

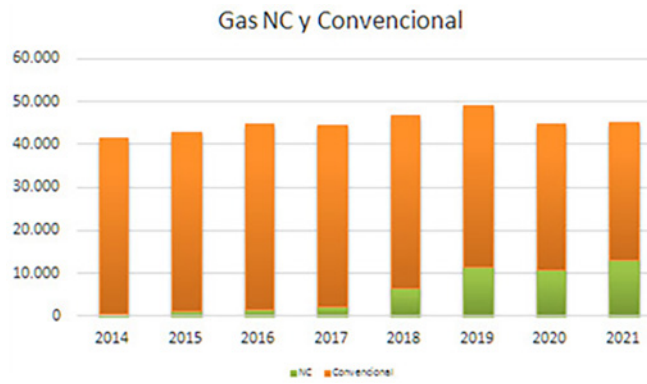


Figura 20. Producción de gas convencional y no convencional (fracking)

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

[74] 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_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf

[75] 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»[76].

4.4. Vaca Muerta

El yacimiento conocido como Vaca Muerta debe su denominación al geólogo estadounidense Charles Weaver, quien la denominó así en 1931[77]. 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 km² (12.000 km² 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[78] 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[79] aunque la evolución no es explosiva en términos absolutos

[76] 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_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf

[77] *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

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

[79] *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[80]

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

[80] *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[81].

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

[81] *Statistical Review of World Energy 2021*. 70th 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 PVDSA. 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[82].

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 buscan 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[83] ya

[82] *Política exterior.* (2021). El colapso de la industria petrolera venezolana. Disponible en: https://www.politicaexterior.com/el-colapso-de-la-industria-petrolera-venezolana/

[83] *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

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[84]. 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[85].

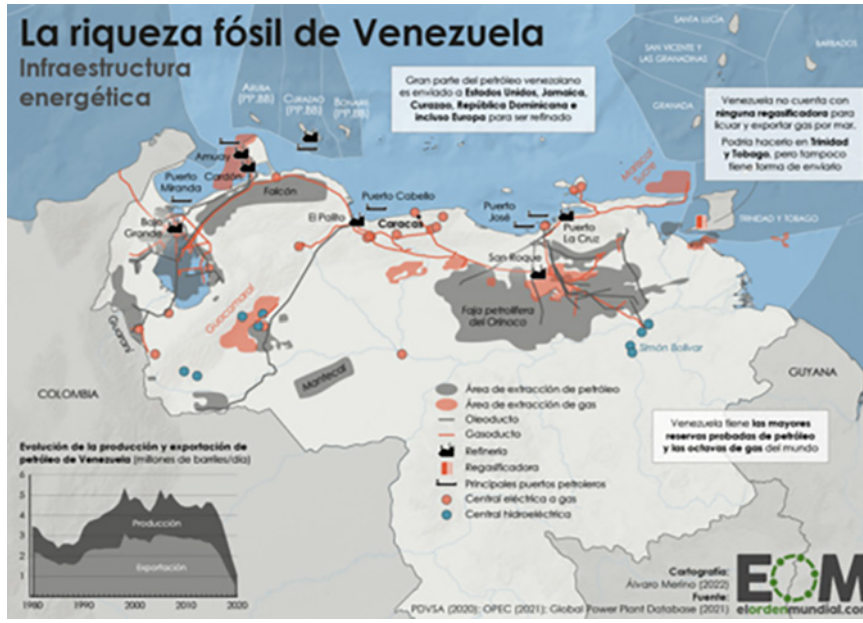


Figura 22. Riqueza fósil de Venezuela. Fuente: EOM

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.

[84] *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/

[85] *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.

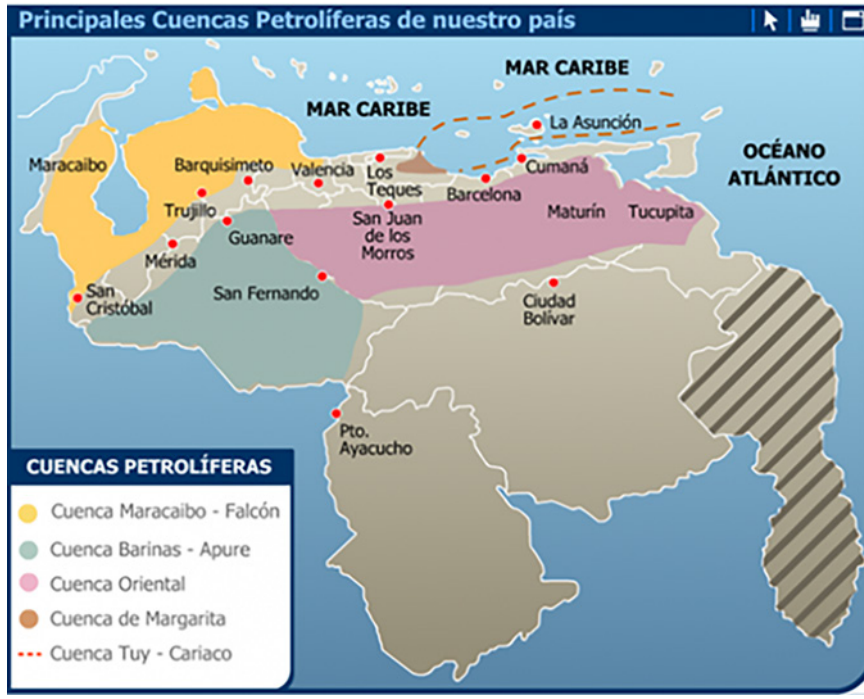


Figura 23. Fuente: PdVSA

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 Iberoamércia. 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.

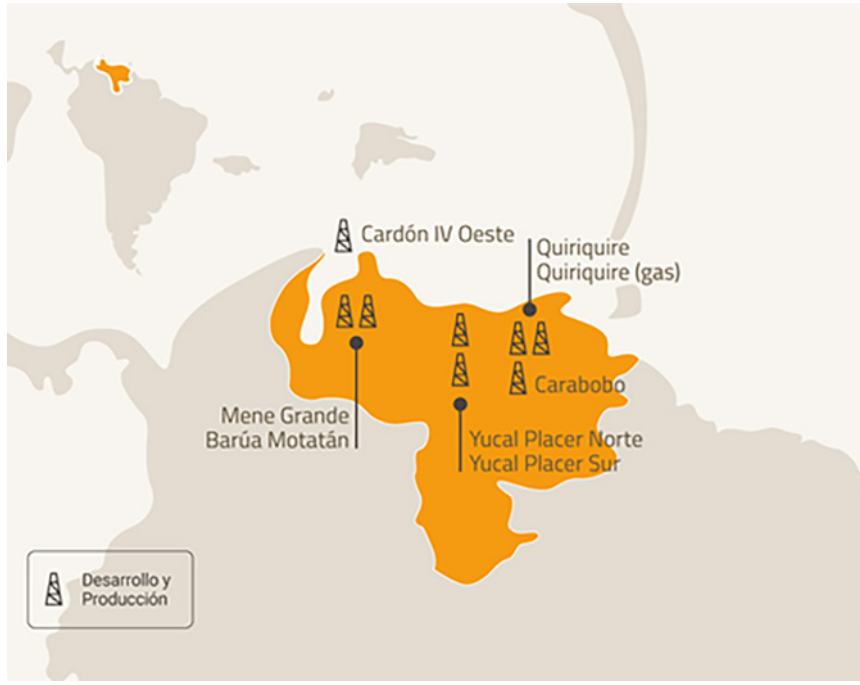


Figura 24. Fuente: Repsol

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

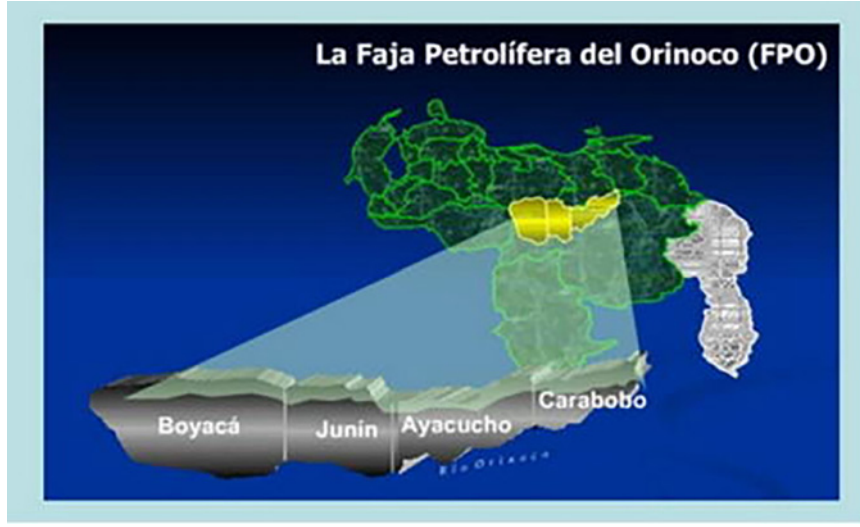


Figura 25. Faja petrolífera del Orinoco

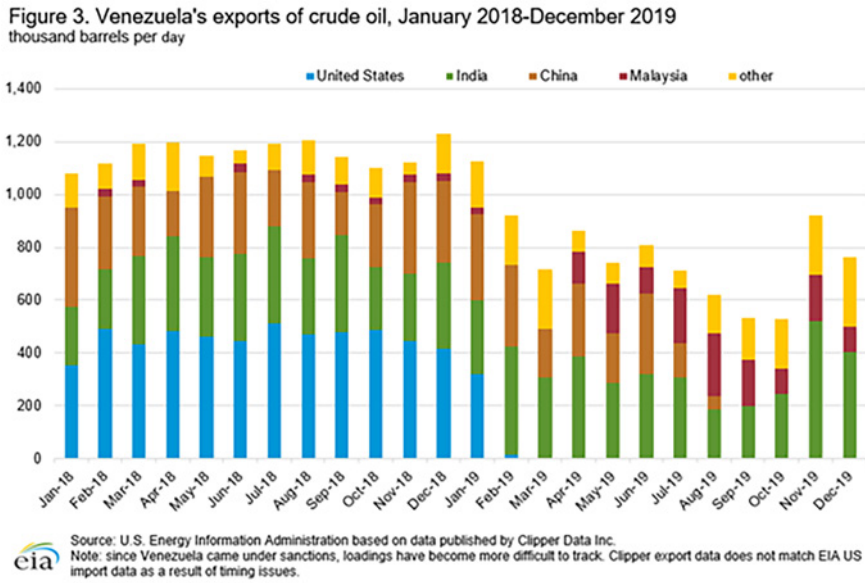


Figura 26. Destino de las exportaciones de petróleo de Venezuela. Fuente: EIA

Eni y Repsol[86] 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[87].

5.1. Gas

Venezuela cuenta con grandes reservas de gas[88], situándose en el octavo lugar a escala mundial, sus reservas de gas ascienden a

[86] *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

[87] *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/

[88] 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[89] (MMMPCN), que coincide con la valoración que hace la US Energy Information Administration de EE. UU.[90] [91] 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[92].

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.

---

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

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

91 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]

92 *Statistical Review of World Energy 2021*. 70th 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

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[93] son las siguientes:

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

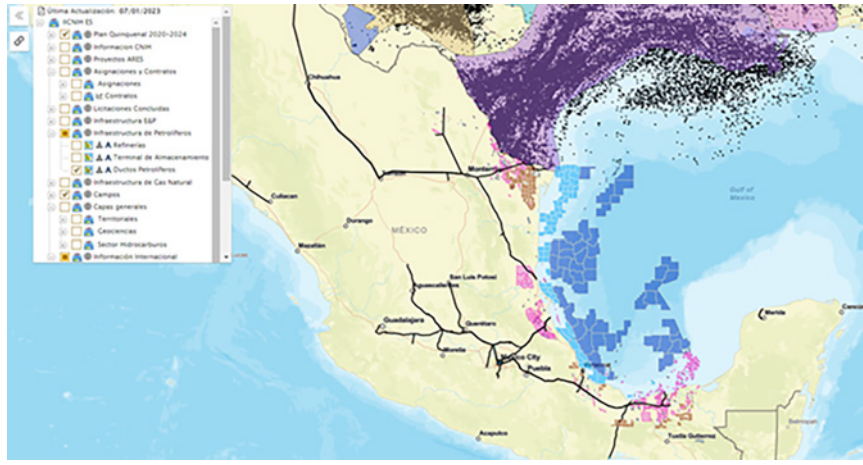


Figura 28. Mapa de yacimientos y cuencas en el Golfo de Méjico. Fuente: Sistema de información de hidrocarburos del Gobierno de Méjico[94]

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

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

[94] 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[95] 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)[96]. 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[97] tiene como función principal administrar y operar el sistema de transporte y almacenamiento de gas natural. Tiene bajo su responsabilidad la red de gasoductos.

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

[96] 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

[97] 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 Méjico. 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 Méjico. Fue fundada en 1938 y tiene una larga historia de producción de petróleo y gas natural en Méjico. 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 Méjico sin revisar lo que dice el *Plan Nacional de Desarrollo 2019 -2024*,[98] 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 Méjico 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

Méjico 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[99].

[98] *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

[99] EIA. [Consulta: 2 de enero de 2023]. Disponible en: https://www.eia.gov/international-U.S. Energy Información 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[100].

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[101].

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[102].

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[103].

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

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

[101] *Statistical Review of World Energy 2021*. 70th 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

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

[103] 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 Méjico a los Estados Unidos son crudo maya. Méjico 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 Méjico, debido a la proximidad de los dos países y a la capacidad de refino de las refinerías estadounidenses en la Costa del Golfo capaces de procesar los crudos mayas más pesados[104].

Es importante reseñar que Méjico 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,[105] 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 Méjico tiene la intención de dejar de exportar crudo[106] y la desaparición de la filial de PEMEX, la empresa comercializadora PEMEX Comercio Internacional (PMI)[107]. Esta decisión fue

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

[105] 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

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

[107] *El Economista.* (2022). Dejar de exportar crudo mexicano – fatal error. [Consulta: 9 de diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.eleconomista.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 [a]	Olmeca	Por region		
					América	Europa	Lejano Oriente [b]
2017	1,174	86	1,069	19	638	219	317
2018	1,184	31	1,153	0	673	199	311
2019	1,103	4	1,099	0	607	182	315
2020	1,120	140	980	0	660	163	298
Enero	1,260	48	1,212	0	754	161	345
Febrero	1,093	103	990	0	587	101	406
Marzo	1,144	66	1,079	0	762	225	157
Abril	1,178	133	1,046	0	589	133	456
Mayo	1,062	109	952	0	871	129	62
Junio	1,114	162	952	0	715	133	266
Julio	1,050	163	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	1,242	273	970	0	643	158	440
2021	1,018	181	837	0	579	142	298
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
2022	958	285	673	0	639	110	209
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	593	100	330
Mayo	964	283	681	0	740	32	192
Junio	1,029	293	736	0	664	167	198
Julio	1,061	369	693	0	684	97	280
Agosto	915	286	629	0	671	81	163
Septiembre	1,021	289	732	0	580	150	292
Octubre	971	287	684	0	651	112	208
Noviembre	894	302	591	0	499	181	214

a. Incluye crudo Altamira y Talam.
b. Incluye otras regiones.

Figura 29. Evolución de las exportaciones de petróleo y destino. Fuente: PEMEX[108]

reconsiderada por las autoridades gubernamentales debido al alza de los precios derivada de la invasión rusa a Ucrania[109].

108 Petróleos Mexicanos. Estadísticas petroleras. [Consulta: 19 de diciembre de 2022]. Disponible en: https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/evolexporta_esp.pdf

109 *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/

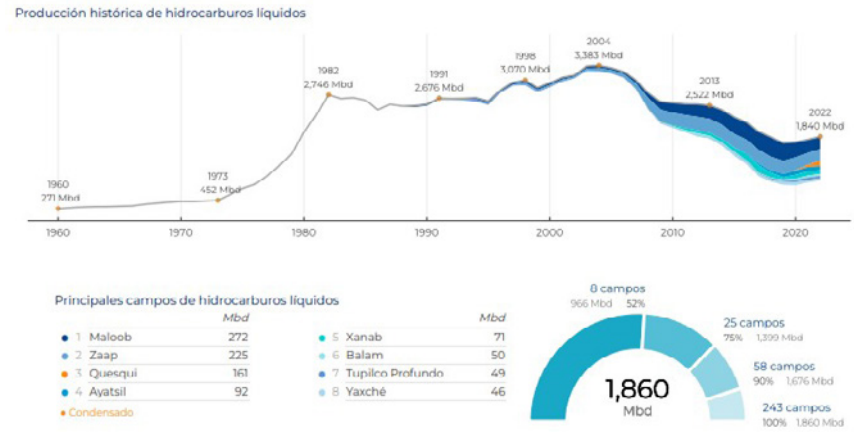


Figura 30. Producción de hidrocarburos líquidos 1960-2022. Fuente: CNIH[110]

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 Méjico es su segundo exportador[111]) 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

Méjico 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 Méjico y en los estados de Veracruz y

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

111 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/

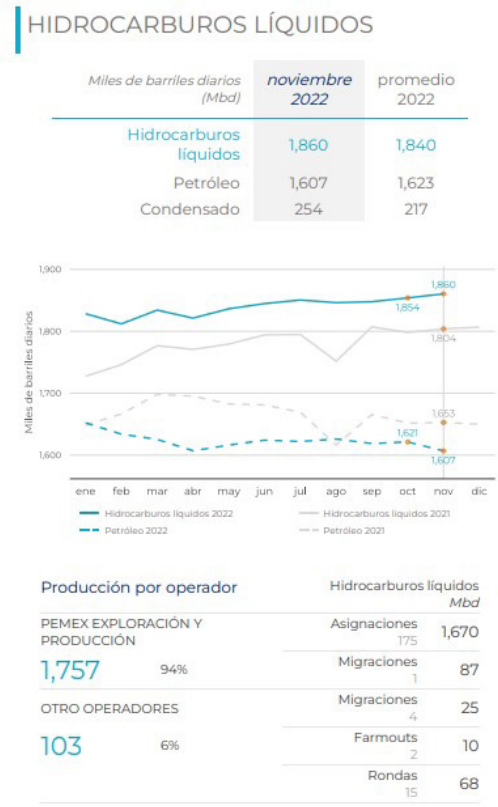


Figura 31. Producción de hidrocarburos líquidos 2021-2022. Fuente: CNIH[112]

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[113] 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

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

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

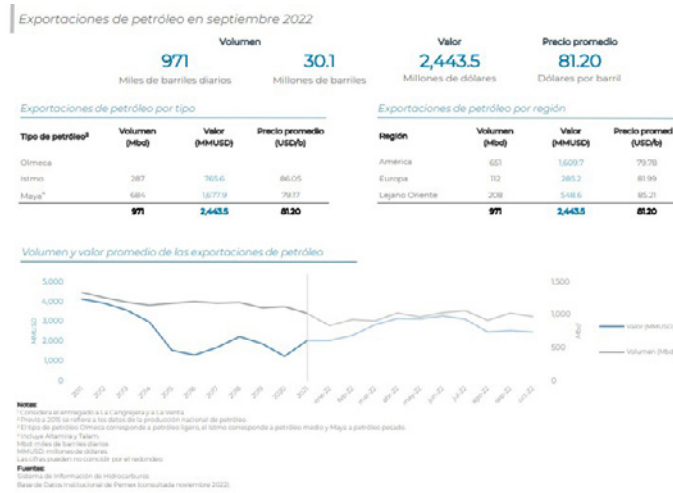


Figura 32. Exportaciones de petróleo 2011-Oct 2022. Fuente: CNIH[114]

en consorcio con empresas estadounidenses[115] 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[116]

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

115 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

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

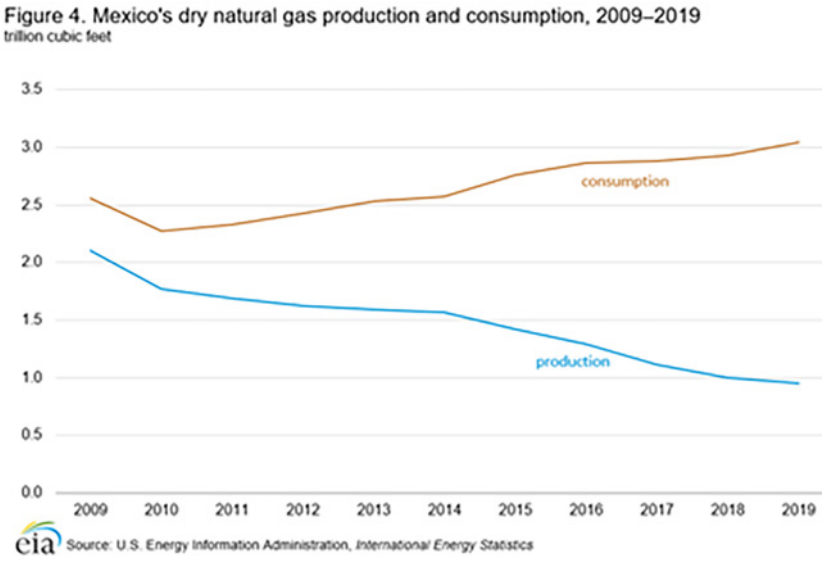


Figura 34. Diferencia entre producción y consumo de gas natural de Méjico. Fuente: EIA[117]

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-

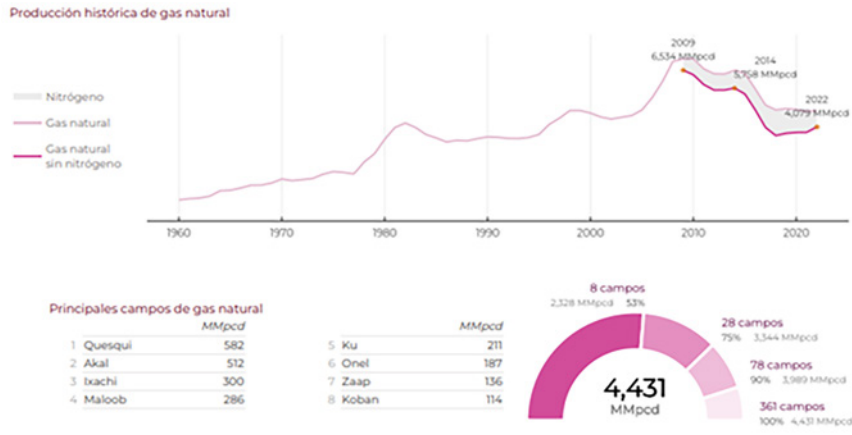


Figura 35. Producción de gas natural 1960-2022. Fuente: CNIH[118]

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

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

dos para satisfacer la demanda interna. Méjico 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 Méjico. Fuente: CNIH[119]



Figura 37. Producción de gas natural 2021-2022. Fuente: CNIH[120]

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

[120] 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[121] 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.

[121] 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

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.

Composición del grupo de trabajo

Presidente	**D. Claudio Aranzadi** *Ingeniero industrial y economista.* *Exministro de Industria y Energía*
Secretario	**D. Víctor Baz Salas** *Subdirector de Relaciones Internacionales* *D.G. Transición Energética, Tecnológica,* *Institucionales & Adjunto al CEO, Repsol*
Vocal y coordinador	**D. Ignacio Fuente Cobo** *Coronel del Ejército de Tierra* *Analista principal del IEEE*
Vocales	**D. Trevor Tombe** *Catedrático. Departamento de Economía de la Universidad de Calgary (Canadá)*
	D.ª Berta Cabello Calvo *Directora de Combustibles Renovables de REPSOL*
	D. Cayetano López *Exdirector general del CIEMAT*
	D. Felipe Sánchez Tapia *Coronel del Ejército de tierra DEM* *Profesor asociado al Centro Superior de Estudios de la Defensa Nacional, IEEE*
	D. Pablo Ahedo Cordón *Teniente coronel del Ejército de Tierra* *Profesor del Departamento de Estrategia, Seguridad y Defensa de la ESFAS*

Colaboradores en la edición de esta obra

Dña. Ana Belén Padilla Moreno
Coordinadora de proyectos, Club Español de la Energía; Secretaria general, Comité Español del Consejo Mundial de la Energía.

D. Jalal Chakkour Akhrif
Gerente de Relaciones Internacionales. D.G. Transición Energética, Tecnología, Institucionales & Adjunto al CEO, Repsol.

D. Alfonso Méndiz Guerra
Capitán del Ejército de Tierra, IEEE.



Patrocinador principal



Patrocinador













